



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE ED AZIENDALI
"M.FANNO"
CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN ECONOMIA

PROVA FINALE

**"LA LIBERALIZZAZIONE DEI SERVIZI ELETTRICI IN ITALIA:
RISULTATI E PROBLEMI APERTI"**

RELATORE:

CH.MO PROF. FABIO MANENTI

LAUREANDO: GIOVANNI TOLDO

MATRICOLA N. 1088931

ANNO ACCADEMICO 2016 - 2017

INDICE

| | |
|--|-----------|
| INTRODUZIONE | 4 |
| CAPITOLO 1 - LA FILIERA ELETTRICA ED IL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE IN ITALIA E IN EUROPA..... | 6 |
| 1.1 LA FILIERA DELL'ENERGIA ELETTRICA | 6 |
| 1.2 LA FILIERA ELETTRICA E I SUOI VINCOLI: APPROCCIO "TECNOLOGICO" 6 | |
| 1.2.1 Produzione e Importazione | 7 |
| 1.2.2 Trasmissione e Dispacciamento | 8 |
| 1.2.3 Distribuzione | 9 |
| 1.2.4 Metering | 9 |
| 1.3 LE CARATTERISTICHE ECONOMICHE DELLA FILIERA ELETTRICA | 10 |
| 1.3.1 Generazione | 10 |
| 1.3.2 Vendita all'ingrosso..... | 12 |
| 1.3.3 Trasmissione e Dispacciamento | 12 |
| 1.3.4 Distribuzione e misura..... | 12 |
| 1.3.5 Vendita al dettaglio..... | 12 |
| 1.4 L'EVOLUZIONE DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO: DALLA NASCITA DELL'ENEL ALLA LIBERALIZZAZIONE | 13 |
| 1.5 VERSO LA LIBERALIZZAZIONE IN EUROPA..... | 16 |
| CAPITOLO 2 - IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA..... | 17 |
| 2.1 I SOGGETTI ISTITUZIONALI DEL MERCATO ELETTRICO..... | 17 |
| 2.2 IL MERCATO ELETTRICO | 18 |
| 2.3 IL MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE) | 19 |
| 2.4 IL SYSTEM MARGINAL PRICE | 20 |
| 2.5 LE ZONE DI MERCATO E IL MECCANISMO DI MARKET SPLITTING | 21 |
| 2.6 IL SISTEMA "PAY AS BID" | 22 |
| 2.7 IL MERCATO A TERMINE (MTE) | 22 |
| 2.8 CONTRATTI BILATERALI O OVER THE COUNTER (OTC) | 23 |
| CAPITOLO 3 - RISULTATI, PROBLEMI E PROIEZIONI DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE | 24 |
| 3.1 RISULTATI DELLA LIBERALIZZAZIONE IN TERMINI DI CONCORRENZA 24 | |
| 3.2 COMPOSIZIONE E TREND DEL MERCATO ELETTRICO..... | 26 |
| 3.3 L'IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE IN TERMINI DI PREZZO..... | 28 |

| | | |
|-------|--|-----------|
| 3.4 | L'IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE IN TERMINI DI QUALITA' | 33 |
| 3.5 | ALTRE IMPLICAZIONI ECONOMICHE CONSEGUENTI ALLA LIBERALIZZAZIONE | 37 |
| 3.6 | PROBLEMATICHE APERTE E POSSIBILI SOLUZIONI | 38 |
| 3.6.1 | I problemi causati dalle rinnovabili al mercato elettrico | 38 |
| 3.6.2 | Una situazione di overcapacity | 39 |
| 3.6.3 | Congestioni e costi di redispatching | 40 |
| 3.7 | DDL SULLA CONCORRENZA | 41 |
| | CONCLUSIONI E PROSPETTIVE FUTURE | 45 |
| | BIBLIOGRAFIA | 47 |

INTRODUZIONE

Tra il 1991 e il 1999 il mercato della produzione e distribuzione dell'energia elettrica in Italia è stato formalmente aperto alla concorrenza. Rispetto a quanto previsto inizialmente, come avremo modo di vedere in questo elaborato, il percorso verso la liberalizzazione si è rivelato ben più complesso del previsto. Dai primi anni 2000, si sono accesi dibattiti, discussioni e proposte di rilancio della riforma ma, nonostante ciò, il mercato dell'energia elettrica si trova ancora oggi in una fase transitoria. Lo scopo principale di questo breve elaborato è quello di fornire un quadro generale relativo alla situazione attuale del sistema elettrico nazionale e alle sue possibili future evoluzioni, evidenziando risultati, problemi ed eventuali soluzioni di un processo di liberalizzazione non ancora completo. Ad oggi il mercato elettrico presenta due grandi segmenti tra cui i consumatori possono scegliere: accanto al Mercato Libero è infatti presente il Servizio di Maggior Tutela. Per quanto riguarda il primo, gli utenti possono scegliere in base alle proprie preferenze l'offerta di fornitura più soddisfacente tra le varie proposte da fornitori posti in competizione tra loro. Con riferimento al secondo, invece, la gestione è affidata all'*Authority* (AEEGSI), la quale definisce i prezzi delle tariffe trimestralmente, mentre il fornitore per tutti i distributori locali è il c.d. Acquirente Unico, il cui compito è quello di acquistare dal mercato all'ingrosso l'energia per cederla poi (senza alcun tipo di sovrapprezzo) ai vari distributori locali. Tale situazione è il risultato di un lungo processo iniziato con la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. La prima tappa è data da quello che è tutt'oggi considerato il più importante atto normativo italiano a livello energetico ovvero il c.d. Decreto Bersani del 1999. Tale atto, recependo la Direttiva 92 del 1996, promuoveva per la prima volta a livello nazionale la formazione di un mercato libero. Per mezzo di quest'ultimo, infatti, si stabilisce che *“sono completamente libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, mentre le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato, il quale le attribuisce in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) (oggi divenuto GSE)”* (Art. 1). Dal 1° luglio 2007 la liberalizzazione del mercato elettrico è stata poi completata permettendo anche ai clienti domestici ed alle piccole imprese di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia tramite il Mercato Libero.

L'argomento è tuttavia tornato oggetto di forte dibattito pubblico nell'ultimo periodo come conseguenza dell'ultima relazione annuale pubblicata dall' AEEGSI. Secondo tale pubblicazione, infatti, nel 2016 ancora il 68% delle famiglie non ha lasciato il mercato tutelato. Allo stesso tempo, sul piano politico, è recente la decisione da parte del Governo di apportare

un ulteriore slittamento (in quanto originariamente nel 2015 fu deciso di aspettare tre anni per dar via alla totale liberalizzazione di mercato) di un anno dal 1° luglio 2018 al 1°luglio 2019 del completo superamento del mercato tutelato nei settori dell'energia e del gas. Tale lavoro ha dunque lo scopo di valutare quanto effettivamente i risultati ottenuti in termini di concorrenza all'interno del mercato dell'energia elettrica siano lontani dagli obiettivi originari, attraverso un'analisi del mercato elettrico in sé e dei mutamenti avuti al suo interno conseguentemente al processo di liberalizzazione. Più nel dettaglio, nel primo capitolo ci si concentrerà innanzitutto su un'analisi completa, sia economica che tecnica, della composizione della filiera elettrica nella sua interezza. Verranno così osservate le varie forme di mercato per ciascuna fase di essa, le quali fungeranno da base da cui partire per poter comprendere al meglio quei processi di nazionalizzazione prima, e liberalizzazione poi, che hanno modificato il sistema elettrico italiano nel corso degli anni. A questo proposito, in chiusura di capitolo, la lente d'ingrandimento si sposterà sulle modalità e le tempistiche della liberalizzazione a livello europeo, sottolineando quali sono stati i modelli di “maggior successo” che sono stati presi ad esempio a livello globale. Nel secondo capitolo, invece, il focus si sposterà dapprima sulla struttura del mercato elettrico, analizzando non solo gli attori che lo compongono, ma anche la sua articolazione secondo le disposizioni di legge e, in contemporanea, verranno descritti i meccanismi e le regole economiche che caratterizzano ogni parte di esso. Una volta discusso ciò, nel terzo capitolo, si offrirà una chiave di lettura su quelle che sono state le conseguenze portate dalle politiche di liberalizzazione sia in termini di prezzo che in termini di benessere per i consumatori. Infatti, verrà valutata la situazione attuale del mercato elettrico, analizzando i risultati ottenuti attraverso il processo di liberalizzazione in relazione a quelli che erano invece stati stabiliti come obiettivi da perseguire. Pertanto, l'obiettivo è di cercare di individuare quali cause possano aver rallentato la concorrenza. In aggiunta, sarà poi effettuato un confronto con altri paesi in cui la liberalizzazione ha portato a benefici diversi in termini di contendibilità di mercato rispetto alla situazione italiana. In conclusione di tutto ciò, saranno presentate le previsioni per il futuro provando a capire se l'attuale preoccupazione del Governo di un possibile aumento dei prezzi del servizio elettrico dovuto all'eliminazione definitiva del mercato tutelato siano giustificate o possano invece essere un ostacolo ad un possibile miglioramento per i cittadini.

CAPITOLO 1 - LA FILIERA ELETTRICA ED IL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE IN ITALIA E IN EUROPA

1.1 LA FILIERA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Questo primo capitolo si aprirà con l'analisi della filiera elettrica, la quale può essere definita come l'insieme di tutte le fasi che compongono il ciclo produttivo dell'elettricità fino al consumo finale. Come già anticipato, nei prossimi paragrafi essa verrà analizzata in ogni sua fase, non solo da un punto di vista prettamente tecnico, ma soprattutto economico. Infatti, a tal proposito, si evidenzieranno quali sono le peculiarità tecniche (e le relative implicazioni economiche) di ogni parte della filiera che rendono il sistema elettrico tanto particolare quanto delicato da trattare.

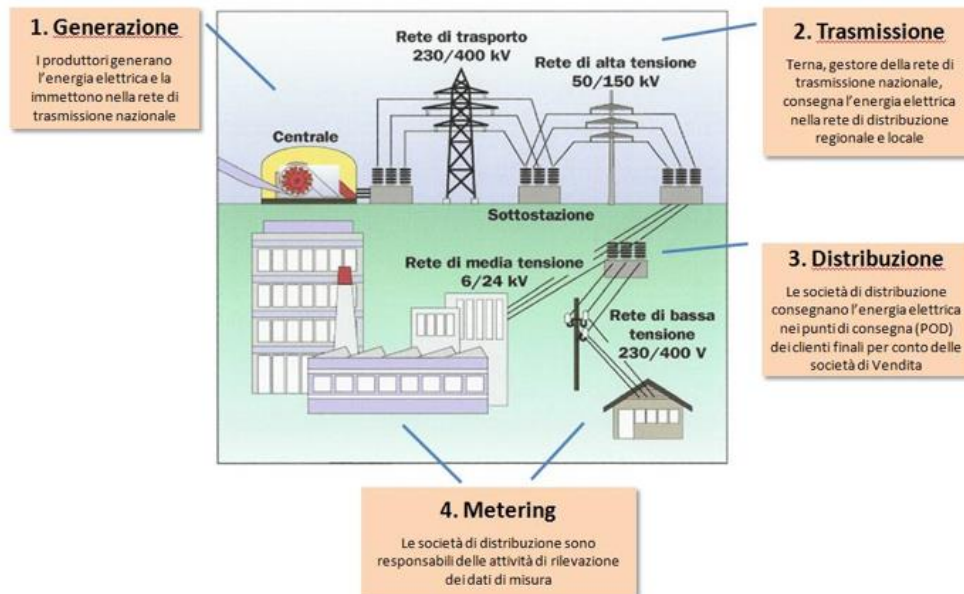
1.2 LA FILIERA ELETTRICA E I SUOI VINCOLI: APPROCCIO “TECNOLOGICO”

Prima di osservare la filiera da un punto di vista economico, è utile analizzare come questa si strutturi tecnicamente e fisicamente. Infatti, solo da un'attenta disamina delle proprietà fisiche delle diverse fasi della filiera e dei suoi vincoli tecnici, è possibile comprendere fino in fondo le caratteristiche economiche della filiera stessa. Pertanto si possono innanzitutto individuare 4 diverse fasi “tecnologiche” principali in cui si compone la filiera elettrica:

1. Produzione e Importazione
2. Trasmissione e Dispacciamento
3. Distribuzione

4. Metering

Figura 1 La struttura "tecnica" della filiera elettrica (Fonte luce-gas.it)



1.2.1 Produzione e Importazione

All'interno del ciclo economico, la produzione (o generazione) rappresenta la prima fase del processo. Tipicamente la produzione avviene per conversione di energia sempre a partire da una fonte primaria di energia (ad esempio vento, combustibili fossili, gas naturale, caduta dell'acqua ecc...). I sistemi di produzione, inoltre, sono molteplici e si differenziano per fonte primaria e meccanismo di produzione, tra i vari vi sono: il termoelettrico che sfrutta la combustione di un carburante (es. gas), il geotermico che sfrutta l'energia del calore del sottosuolo e l'idroelettrico che utilizza la forza dell'acqua per mettere in moto le turbine che andranno poi a generare l'elettricità. Tuttavia la quantità prodotta di energia non può essere illimitata in quanto, a causa della non stoccabilità dell'energia, la quantità di elettricità prodotta deve essere pari a quella consumata. Ne deriva un vincolo tecnico importante poiché diventa necessario l'adeguamento in tempo reale dell'offerta alla domanda. Questo però risulta ad oggi più facile a dirsi che a farsi. La domanda di elettricità, infatti, si caratterizza per l'elevata variabilità sia su scala giornaliera, presentando fasce orarie in cui la domanda si attesta su livelli elevatissimi (c.d. ore di picco) e momenti in cui la potenza richiesta è assai ridotta (c.d. ore di fuori picco), che su scala di medio periodo (settimanale e mensile). Nonostante queste oscillazioni, la domanda si caratterizza per un'elevata rigidità a causa dell'insostituibilità dell'energia elettrica come prodotto, determinando così leggerissime variazioni di domanda rispetto anche a notevoli variazioni di prezzo. Alle volte, pertanto, l'equilibrio tra domanda e

offerta non risulta facile da mantenere portando ad esempio a casi di *overcapacity* di cui però si parlerà nel dettaglio successivamente. La produzione interna viene anche spesso affiancata all'importazione. Infatti, come risulta dall'ultima Relazione Annuale dell'*Authority*, nel 2015 ancora il 14% del fabbisogno interno è stato soddisfatto dall'importazione. Tendenzialmente l'Italia acquista energia prevalentemente dai paesi confinanti quali Svizzera e Francia. Oramai, a differenza del passato, il ricorso all'energia importata avviene per un discorso di convenienza (Fanelli et al., 2009). Infatti, essendo l'energia importata per la maggior parte di fonte nucleare, si ha che a causa delle particolari caratteristiche tecniche di queste centrali, l'energia prodotta di notte, ovvero nel momento in cui la domanda risulta inferiore all'offerta, presenti un prezzo tanto basso da rendere più conveniente l'importazione rispetto alla produzione interna.

1.2.2 Trasmissione e Dispacciamento

Una volta prodotta, l'energia elettrica deve essere trasportata fino alla rete di distribuzione cui si collegano poi i consumatori. Al fine di evitare un'eccessiva dispersione (causata da un fattore fisico detto *effetto Joule*), l'elettricità viene trasmessa in alta (e altissima) tensione. A questo punto l'energia viene vettoriata tramite la Rete di Trasporto Nazionale (RTN) la cui gestione è affidata a TERNA (vd. Par. 2.1) che opera, al fine di garantire sicurezza ed efficienza, in una forma di monopolio (descritta nel paragrafo successivo). Tuttavia questa fase risulta molto più difficile di quanto possa sembrare a prima vista presentando notevoli problematiche e complicazioni dovute in particolare alla natura fisica dell'energia elettrica e della rete stessa. Infatti il sistema a rete presenta importanti vincoli tecnici, i quali vengono identificati in:

- mantenimento di un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- necessità di contenere la frequenza e la tensione dell'energia in rete all'interno di un dato (e ristretto) intervallo al fine di garantire la sicurezza degli impianti;
- bisogno di mantenere dei flussi energetici su ogni singolo elettrodotto sotto la soglia massima di transito ammissibile sull'elettrodotto stesso.

Nel caso in cui anche solo uno di questi bisogni non venisse rispettato per qualche secondo, il sistema potrebbe andare in contro a gravi problemi e a possibili stati di crisi (un esempio su tutti è dato dai blackout).

In virtù di quanto appena visto, al fine di mantenere un determinato livello di corrente trasmesso pari a quello richiesto dal mercato vi è l'attività di dispacciamento. A tal proposito, infatti, è stato costituito un coordinatore centrale, noto come “dispacciatore” (TERNA), il quale, dotato di un potere di controllo su tutti gli impianti di produzione appartenenti al sistema, ha il compito di assicurare il funzionamento nelle condizioni di massima sicurezza per garantire la continuità e la qualità del servizio (Fanelli et al., 2009). Esso, infatti, come riportato da D. Cocco, programmando in anticipo il livello di produzione in base alle aspettative sulla domanda, cerca di garantire la parità tra produzione e consumo controllando allo stesso tempo che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli dinamici sugli impianti di generazione. Più specificamente, si dice che il dispacciatore svolga un'attività di *balancing* tramite la quale esso controlla il bilanciamento dell'intero sistema in tempo reale. L'equilibrio richiesto viene pertanto raggiunto tramite speciali sistemi di regolazione e controlli automatici delle unità di produzione i quali, in presenza di una situazione di squilibrio sulla rete, agiscono immediatamente per ridurre o aumentare l'immissione (in base alla necessità) così da riportare all'equilibrio originale.

1.2.3 Distribuzione

Una volta immessa in rete e vettoriata, l'energia viene a questo punto lasciata in consegna ai c.d. Distributori Locali (ovvero altri gestori di livello regionale che operano su concessioni comunali). Essi, per prima cosa, riportano tramite l'utilizzo di apposite cabine di trasformazione, l'elettricità a livelli più bassi di tensione (i livelli di tensione erano stati precedentemente alzati per favorire il vettoriamento) e, una volta terminato questo processo, procedono con la distribuzione vera e propria agli utenti.

1.2.4 Metering

Il processo di *metering* (o misura) ha il compito di raccogliere tutti i dati relativi ai livelli di consumo commerciale di elettricità dai c.d. sistemi di *settlement* i quali individuano quanta quantità di energia è stata immessa/prelevata da ogni operatore e dai sistemi di fatturazione.

1.3 LE CARATTERISTICHE ECONOMICHE DELLA FILIERA ELETTRICA

Una volta presentati gli aspetti tecnici relativi alla filiera, possiamo ora andare ad analizzare sotto un profilo economico ciascuna fase che compone la filiera stessa. Innanzitutto è importante ricordare però come la struttura “economica” della filiera elettrica non corrisponda esattamente a quella “tecnologica” appena descritta ma presenti due fasi ulteriori: vendita all’ingrosso e al dettaglio.

Figura 2 La struttura “commerciale” della filiera elettrica (Fonte luce-gas.it)



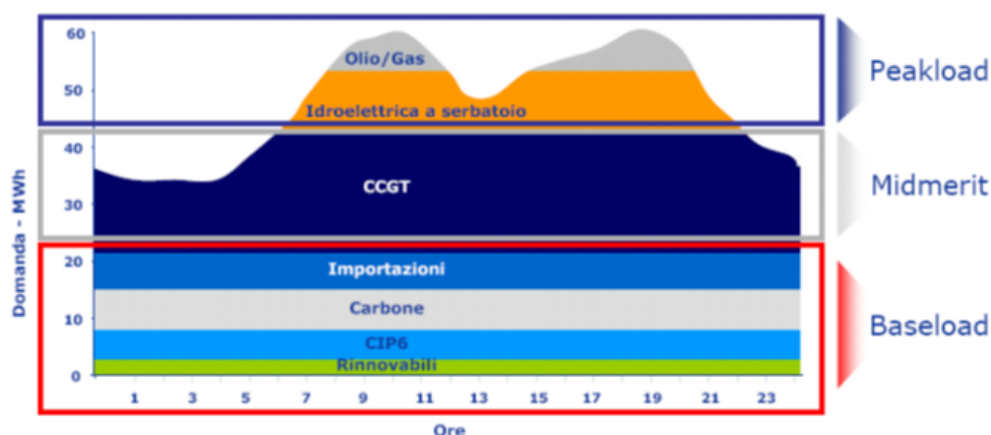
1.3.1 Generazione

Come già visto in precedenza, per generare energia elettrica si possono usare diverse risorse e sistemi. A tal riguardo, però, ciò che più interessa da un punto di vista economico è il modo in cui il diverso mix di risorse (e quindi di impianti di produzione) utilizzate per la generazione di energia vada ad impattare sui costi e sulla composizione del mercato. In generale l’obiettivo è quello di soddisfare la domanda attraverso il migliore mix di generazione che possa allo stesso tempo minimizzare i costi di produzione. Ad oggi si possono individuare tre diverse tipologie di impianti che presentano diversi:

- Impianti *baseload*: caratterizzati da elevatissimi costi fissi, ma da altrettanto bassi costi variabili, questa tipologia di impianto (es. impianti termici) presentando un’elevata efficienza produttiva viene utilizzata per un monte ore annuo molto elevato. Tendenzialmente, tramite questa impiantistica, si soddisfa la c.d. domanda di base, ovvero quella porzione di domanda che rimane più o meno costante nel corso dell’anno.
- Impianti *midmerit*: sono una categoria di impianti intermedia tra i *baseload* e i *peakload*. Questi presentano infatti costi variabili maggiori rispetto ai primi ma allo stesso tempo inferiori rispetto ai secondi (viceversa per quanto riguarda i costi fissi). Solitamente sono adibiti alla copertura della domanda di potenza compresa tra quella di picco e quella di base.

- Impianti *peakload*: a differenza delle tipologie precedenti, questi presentano i più bassi costi fissi che, in caso di breve utilizzo, possono compensare gli elevati costi variabili connessi ai bassi livelli di rendimento. Questa tipologia di impianto viene sfruttata per coprire la potenza richiesta nelle ore di punta.

Figura 3 Copertura della domanda per tipologia di impianto (Fonte G. Trupia)



Alla luce di quanto appena spiegato, ne deriva che ogni tipologia di impianto può competere solo su una parte della domanda complessiva. Infatti, a causa degli elevati costi fissi e alla necessità di rimanere operativo per un numero di ore elevato, gli impianti *baseload* possono competere solo per la domanda di base così come gli impianti *peakload*, al fine di evitare un utilizzo troppo intensivo, possono contendersi solo la domanda di picco. La particolare natura economica di questa fase, dunque, fa sì che si presentino delle barriere all'entrata. Infatti, a causa degli ingenti investimenti iniziali necessari, il settore si caratterizza per la presenza di elevati *sunk costs*, i quali rappresentano un importante disincentivo all'ingresso di nuovi operatori nel settore. Inoltre, un ulteriore pericolo risiede nell'elevato rischio implicito dell'investimento stesso. Quest'ultimo potrebbe risultare inefficiente nel caso in cui l'ingresso del nuovo *competitor* sia tale da portare ad un prezzo di equilibrio più basso e alla conseguente erosione di rendita attesa. Quanto appena descritto porta quindi a poter definire la fase di generazione della filiera un oligopolio naturale, ovvero un mercato composto da un numero ristretto di imprese che producono un bene omogeneo e che soddisfano una domanda di mercato derivante da una molteplicità di consumatori in cui l'ingresso di nuovi potenziali competitor è ostacolata dalla presenza di "naturali" barriere all'ingresso. Tale situazione viene evidenziata anche dai dati empirici. Infatti, secondo la Relazione Annuale pubblicata dall' AEEGSI relativa all'anno 2016, i primi 5 produttori nazionali contribuiscono ancora oggi a circa la metà dell'intera produzione lorda nazionale (seppur i dati del 2015 riportino una leggera flessione rispetto all'anno precedente). Pertanto, ne consegue un problema intrinseco di anti-

concorrenzialità all'interno della fase di generazione la quale è stata oggetto, come si vedrà in seguito, di molteplici provvedimenti al fine di sovvertire questa situazione (vd. Par. 1.4).

1.3.2 Vendita all'ingrosso

Per quanto riguarda questa fase, si rimanda al capitolo successivo dove saranno ampiamente spiegati sia la composizione sia i meccanismi di funzionamento della c.d. Borsa Elettrica.

1.3.3 Trasmissione e Dispacciamento

La fase di trasmissione rappresenta a tutti gli effetti, da un punto di vista economico, un classico esempio di monopolio naturale. Infatti, la struttura dei costi che caratterizza la gestione della rete basata su costi fissi molto elevati e su costi variabili relativamente bassi (rendimenti di scala decrescenti i quanto i costi medi calano all'aumentare dell'output) fa sì che i costi nell'industria vengano minimizzati con la presenza di un unico soggetto (in questo caso TERNA). Questa situazione è abbastanza comprensibile in virtù del fatto che difficilmente potrebbe risultare più conveniente installare una nuova rete rispetto ad incrementare l'utilizzo di quella già esistente. In un contesto di "anti-concorrenzialità" come questo appena descritto, si è sentita la necessità di affidare la gestione della rete ad un soggetto indipendente come TERNA al fine di garantire l'accesso alla rete alle stesse condizioni tra i vari *competitor* (vd. L. Marzano 239/04).

Infine, medesimo discorso può essere fatto anche per la fase di dispacciamento in quanto anch'essa opera ad un livello di rete e anch'essa presenta un unico soggetto (detto in questo caso dispacciatore) che gestisce l'intero processo che, come detto in precedenza, è anche in questo caso TERNA.

1.3.4 Distribuzione e misura

Un discorso analogo a quanto appena detto per la fase di trasmissione e dispacciamento può essere fatto per quanto riguarda la distribuzione dell'elettricità. Infatti *"le reti di distribuzione si configurano come un monopolio naturale caratterizzato, nei contesti urbani, da elevate economie di densità"* (Marzi, 2006).

1.3.5 Vendita al dettaglio

L'ultima fase della filiera è rappresentata dalla vendita al consumatore finale. Essa raggruppa al suo interno anche la gestione dei rapporti con l'utenza (es. manutenzione, fatturazione ecc..)

e, pur essendo logisticamente separata, viene effettuata in maniera congiunta alla distribuzione (Martellini, 2007). In questa fase si hanno da una parte le società di vendita che acquistano l'elettricità (tendenzialmente dal mercato elettrico ma alle volte anche direttamente dai produttori) e, dall'altra, coloro che acquistano e consumano l'energia in questione ovvero i clienti finali. Questi ultimi, successivamente al processo di liberalizzazione, possono essere divisi tra: clienti di maggior tutela ovvero coloro che sono rimasti all'interno del mercato tutelato, clienti del libero mercato e clienti del servizio di salvaguardia.

Nella prima tipologia di mercato, ovvero nel Servizio di Maggior Tutela, il prezzo delle materie prime è stabilito trimestralmente dall'Autorità in base all'andamento dei prezzi delle materie prime sui mercati. Il secondo è invece nato in seguito alla liberalizzazione del mercato ed è caratterizzato dalla presenza di tante compagnie energetiche private. Queste, essendo soggette alla competizione di mercato, diversamente da quanto accade nel mercato tutelato, possono determinare, in base alle proprie strategie commerciali e in tutta autonomia, prezzi e offerte da rivolgere ai clienti finali. Infine, il servizio di salvaguardia include tutti i clienti non domestici i quali, non avendo le credenziali per accedere al mercato tutelato, si trovano in maniera stabile o temporanea senza un contratto elettrico del mercato libero. In aggiunta a questa categoria di clienti vi sono inoltre compresi anche tutti gli utenti morosi.

1.4 L'EVOLUZIONE DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO: DALLA NASCITA DELL'ENEL ALLA LIBERALIZZAZIONE

Alla luce di quanto visto nel paragrafo precedente, una volta descritta la filiera elettrica nella sua interezza, risulta ora più facile la comprensione del processo storico che ha modificato il settore elettrico nel tempo. Dopo un dibattito politico e pubblico durato per anni, finalmente nel dicembre del 1962 venne emanata la Legge n. 1643 detta anche Legge di Nazionalizzazione. L'obiettivo perseguito tramite la norma in questione era di portare ad un utilizzo ottimale delle risorse soddisfacendo allo stesso tempo una domanda di energia che cresceva sempre più. A questo fine venne così deciso di istituire l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL), cui venivano demandate *"tutte le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica da qualsiasi fonte prodotta"* (Art. 1). Dalla Legge di Nazionalizzazione fino al 1999 il mercato elettrico italiano fu caratterizzato da quello che viene definito come "il trentennio del monopolio ENEL". Lungo questi tre decenni, infatti, il servizio pubblico elettrico era erogato dall'ENEL, il quale agiva come unica grande impresa verticalmente integrata. In base a questo sistema di produzione d'impresa, ne

derivava che tutte le varie fasi produttive (in questo caso trasmissione, distribuzione e vendita) erano a carico dell'ente. Con il passare degli anni però emergeva sempre più un sentimento di cambiamento, a fronte del vecchio sistema monopolistico, influenzato anche dai nuovi modelli e le riforme in ambito energetico effettuate in alcuni altri Paesi europei. Finalmente, nel 1991, tramite le Leggi n. 9 e 10 fu mosso un primo passo verso un nuovo modello di mercato liberalizzato, aprendo per la prima volta ai privati il settore produttivo elettrico (Vannini e Brunetti 2002). Tuttavia, la vera svolta si ebbe solamente con l'avvento dell'anno seguente. Nel 1992, infatti, tutti gli enti di gestione furono trasformati in società per azioni ed equiparati ad aziende di diritto privato. Successivamente, nel 1995, venne emanata la Legge n. 481 per mezzo della quale fu istituita AEEG con la funzione di controllare *“che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi, comunque stabilite, siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza (...) anche al fine di prevedere l'obbligo di prestare il servizio in condizioni di eguaglianza, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte”* (Art. 2).

I fili del cambiamento di un settore elettrico ritenuto oramai “obsoleto” non furono però mossi solo ad un livello nazionale italiano ma anche, più ampiamente, a livello europeo. Infatti, nel dicembre 1996 fu emanata la direttiva europea n. 92, la quale era volta allo sviluppo di un mercato libero e aperto ma di cui si parlerà più nel dettaglio solo successivamente. Comunque, in ricezione di tale direttiva, l'Italia si mosse per mezzo del già più volte citato Decreto Bersani. Tramite quest'ultimo si ebbe un profondo rinnovamento dell'intera disciplina relativa al settore elettrico nazionale, indirizzando il mercato energetico italiano ad una graduale liberalizzazione (Molinari, 2001). Se dal lato della domanda il decreto si allineava semplicemente a quanto già previsto a livello comunitario, la grande novità da esso introdotta fu invece relativa all'offerta. Si procedette con una separazione, non solo verticale, ma anche orizzontale del settore elettrico al fine di ridurre quanto più possibile il potere dell'ex-monopolista. Prima, infatti, le varie fasi del sistema elettrico (Par. 1.3) erano interamente gestite dall'ENEL in qualità di unico operatore integrato verticalmente. A tal proposito, il decreto dispose *l'unbundling*¹, proprietario o societario, di ciascuna fase e fornì un'attenta regolamentazione per promuovere quanto più possibile l'apertura di mercato. Per quanto riguarda la disaggregazione orizzontale, invece, si dispose di fare continuare tutte quelle attività precedentemente svolte dal monopolista in totale autonomia tramite delle nuove apposite società separate costituite da ENEL. Con riferimento alla domanda, invece, gioca un ruolo fondamentale l'Art. 2 del Decreto che prevede la distinzione tra due categorie di cliente: idoneo e vincolato. Innanzitutto, per quanto riguarda il

¹ Separazione tra le varie componenti della filiera produttiva di un'impresa verticalmente integrata.

primo, il Decreto definisce cliente idoneo *“la persona fisica o giuridica che ha la capacità, per effetto del presente decreto, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero”*. Il secondo viene invece definito dal Decreto come *“il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza”*.

Tuttavia il Decreto Bersani fu solamente il punto di partenza di quelle che furono poi tutto un insieme di norme volte a puntellare e a modificare il settore elettrico nazionale. Un decreto legge molto importante al riguardo è il n. 7 del febbraio 2002, più comunemente definito come decreto “sblocca centrali” (Notargiovanni et al., 2006). Infatti, l’obiettivo principale di tale atto, era quello di tutelare i consumatori da possibili interruzioni di servizio, garantendo allo stesso tempo la necessaria copertura del fabbisogno sull’intero territorio nazionale. L’anno seguente, il 2003, è invece ricordato in ambito energetico come l’“anno del blackout”. Nella notte del 28 settembre di quell’anno, infatti, vi fu quello che da tutti è ritenuto il più grande blackout mai verificatosi in Italia. Questo fatto funse da stimolo per l’emanazione della Legge n.290 del 2003, la quale, nota anche come legge “anti-blackout”, andava ad unificare la proprietà e la gestione della rete di trasmissione. Nel 2004, tramite un Decreto firmato dal Presidente del Consiglio (l’allora Silvio Berlusconi), si stabilì la creazione di un codice di regole volto alla regolazione delle attività relative alla RTN. Dopo pochi mesi da quest’ultimo decreto, il Governo Berlusconi decise di intervenire ulteriormente sulla disciplina in ambito energetico. Questo avvenne per mezzo della c.d. Legge Marzano (L. 239), la quale (ri)definiva i rapporti e i ruoli tra Governo e *Authority*. Lo scopo principale perseguito tramite la Legge Marzano era quello di promuovere l’apertura di mercato, incentivando la competizione al suo interno ed evitando allo stesso tempo possibili discriminazioni a livello di accesso alla rete. Infine, il Ddl 73/2007 è stato uno dei passaggi chiave del processo di liberalizzazione energetica nel nostro Paese. Con tale disposizione, infatti, con decorrenza dal 1 luglio 2007, è stato attribuito ai clienti finali domestici il diritto di recesso del preesistente contratto di fornitura elettrica in qualità di clienti vincolati, rendendoli di fatto liberi di scegliere autonomamente il proprio nuovo fornitore (tramite il Mercato Libero). Tuttavia, per coloro i quali non avessero voluto optare per il passaggio dal servizio di maggior tutela al mercato libero, tramite l’Art. 1 del Decreto in questione si prevedeva che per tali clienti *“la fornitura è garantita dall'impresa di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita, mentre la funzione di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico Spa”*.

1.5 VERSO LA LIBERALIZZAZIONE IN EUROPA

Definito l'iter e le tappe legislative che maggiormente hanno influito sul processo di liberalizzazione in Italia, si andrà in questo nuovo paragrafo a fare un'*overview* su quanto accadeva nel frattempo negli altri paesi europei. Innanzitutto va ricordato come da sempre la materia energetica sia stata ritenuta di primaria importanza in tutta Europa e come, fin dalle origini, le istituzioni comunitarie abbiano posto grandi attenzioni su di essa. Il processo di armonizzazione delle regole relative all'ambito energetico tra gli Stati membri ebbe inizio già nel lontano 1988 come ricordato da Ammetto. Dopo quasi un decennio di lavoro e discussioni, si giunse finalmente ad un primo risultato dato dalla Direttiva 96/92/ CE del 19 dicembre 1996 "*concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*". Questa direttiva fu lo strumento principe attraverso cui si aprì in tutta Europa una campagna di ristrutturazione di un settore tanto delicato come quello energetico; la cui forma e struttura era differente in quasi ogni Paese europeo a causa dei diversi procedimenti di modellamento messi in atto dai diversi Governi (in base alle proprie esigenze interne) (Prosperetti, 1999). Tra i vari Paesi, il primo a muoversi verso il superamento del monopolio naturale come sollecitato da quest'ultima direttiva, fu la Gran Bretagna. Il "*first step*" di questo processo consistette nella stesura del "Libro Bianco" da parte del governo Thatcher, il quale funse poi da base per la successiva impostazione del c.d. "*Electricity Act.*" del 1989 (Notargiovanni et al., 2006). Tramite questa norma si stabilì non solo la privatizzazione dell'industria elettrica nazionale, ma, allo stesso tempo, si introdusse la concorrenza nella fase di generazione e si separò la *Central Electricity Generating Board* ovvero l'impresa pubblica verticalmente integrata del settore elettrico inglese. Quest'opera di ristrutturazione fece sì che le quantità prodotte da ciascun impianto di generazione non dovessero più essere stabilite dal CEEB in base ad una graduatoria di costi bensì dal risultato di equilibrio di mercato. In questo scenario era di fondamentale importanza il mantenimento di un equilibrio tra domanda e offerta (a causa della non conservabilità dell'elettricità), la cui gestione fu affidata al *Pool*. Come definito da G. Marzi il *Pool* è "*una sorta di mercato all'ingrosso dell'energia con la funzione di definire l'ordine di dispacciamento degli impianti e la fissazione dei prezzi di generazione pagati alle imprese produttrici*". Negli anni successivi questo assetto organizzativo venne preso a modello non solo a livello europeo ma anche mondiale (Heimler, 2012).

CAPITOLO 2 - IL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

2.1 I SOGGETTI ISTITUZIONALI DEL MERCATO ELETTRICO

Ogni qual volta un insieme di attori condividono uno spazio comune, si presenta la necessità di una regolamentazione dei comportamenti di tutti. Anche nel sistema elettrico i vari attori delle diverse fasi del processo economico devono adeguarsi a delle regole generali che permettano il rispetto del diritto degli altri (Ammetto, 2014). Pertanto, per poter comprendere al meglio la struttura e la natura di un mercato tanto particolare come quello in questione, è fondamentale individuare quali sono le tipologie di attori che compongono tale mercato. Al fine di avere un passaggio graduale dal vecchio modello monopolistico a quello odierno, accanto ad attori completamente privati, vi è stato il bisogno di mantenere alcune posizioni ancora sotto il controllo dello Stato e quindi del servizio pubblico. Si possono così individuare 7 soggetti istituzionali, il cui coinvolgimento è essenziale per il funzionamento del mercato elettrico:

- **Ministero dello Sviluppo Economico (MSE):** ha il compito di dettare le linee guide strategiche ed operative in materia di sicurezza e di economicità del sistema elettrico nazionale.
- **Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI):** si tratta di un ente pubblico indipendente istituito nell'ormai lontano 1995 ma attivo solamente dal 1997. Infatti, come riportato da A. Ammetto, anche il nostro Paese sul modello europeo decise di istituire un *Authority* indipendente (AEEGSI per l'appunto) volta alla regolazione per gli operatori in tali servizi. Esso è fondamentale per il corretto funzionamento dell'intero sistema energetico italiano in quanto ricopre molteplici funzioni. Tra le varie, la principale risulta tuttavia essere il controllo e la regolamentazione del sistema energetico nazionale. Questo avviene attraverso: la determinazione dei prezzi tariffari e delle regole generali del mercato elettrico, il controllo della qualità delle attività e dei servizi erogati dagli operatori e, infine, la supervisione relativa l'adempimento o meno delle proprie norme.
- **Gestore dei servizi energetici (GSE):** ha come scopo principale la promozione dello sviluppo delle fonti di energia rinnovabili nel nostro Paese. La società opera seguendo le linee strategiche definite dal MSE. Il GSE è capogruppo delle tre società controllate AU, GME e RSE.

- **Gestore mercato elettrico (GME):** si occupa dell'organizzazione e della gestione del mercato energetico, assicurando un'adeguata disponibilità di energia e una costante vigilanza sui prezzi. Il GME organizza e gestisce la cosiddetta borsa elettrica (di cui si parlerà in maniera più approfondita nei paragrafi successivi).
Esso, inoltre, deve tenere un certo grado di trasparenza nelle operazioni e nelle scelte portate avanti, in quanto ha il dovere non solo incentivare la competitività tra gli operatori di mercato, ma anche garantire una determinata e costante disponibilità di riserva di potenza.
- **Acquirente Unico (AU):** il ruolo dell'ente in questione è quello di garantire la corretta fornitura di elettricità non solo a prezzi competitivi, ma anche in condizioni di continuità ai clienti vincolati. In altre parole, tale ente acquista energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato per poi cederla alle imprese distributrici per la fornitura dei clienti rimasti nel Servizio di Maggior Tutela.
- **Ricerca sul Sistema Energetico (RSE):** è l'ente deputato allo sviluppo di attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare attenzione principalmente ai progetti strategici nazionali.
- **Rete elettrica Nazionale – Terna:** già citata in precedenza, questo ente è una Spa la cui responsabilità riguarda la garanzia del servizio ai consumatori attraverso un corretto funzionamento delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sulle reti ad alta ed altissima tensione su tutto il territorio nazionale. La sua principale mansione è pertanto quella di garantire l'equilibrio tra l'energia richiesta e quella prodotta (c.d. *balancing* visto in precedenza). Inoltre è sempre di competenza della Terna sia la cura e il mantenimento della massima efficienza delle infrastrutture sia la gestione ed il potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

2.2 IL MERCATO ELETTRICO

Il mercato elettrico in Italia nasce per effetto del Decreto Bersani già visto nel capitolo precedente. Esso, in osservanza della Direttiva n. 92 del 1996 (vd. Par. 1.5), persegue due

diversi obiettivi tramite la creazione di un mercato energetico libero. Come prima cosa si voleva promuovere una maggior competitività nelle fasi di generazione a compravendita della filiera elettrica, con il contemporaneo rispetto dei criteri di neutralità e trasparenza. La seconda, invece, ha come obiettivo quello di assicurare la gestione economica di una adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento. Indicato solitamente come "Borsa Elettrica Italiana", il Mercato Elettrico è un mercato telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso gestito dal GME. Va specificato, inoltre, che la borsa elettrica non è un mercato obbligatorio in quanto, esistendo i c.d. contratti bilaterali di cui si parlerà successivamente in un apposito paragrafo, gli operatori possono concludere operazioni di compravendita anche al di fuori della piattaforma.

Per quanto riguarda la struttura, invece, il Mercato Elettrico si suddivide in tre diverse e distinte piattaforme:

- Mercato Elettrico a Pronti (MPE);
- Mercato Elettrico a Termine (MTE);
- Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX, ovvero il mercato dei derivati aventi come sottostante *commodities* e relativi indici, definita anche come CDE.

2.3 IL MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE)

Il mercato elettrico comunemente detto è il Mercato a Pronti, che si articola a sua volta in tre sotto-fasi dove vengono condotte le sedute di contrattazione dell'energia. In generale si ha che:

- Il **Mercato del Giorno Prima (MGP)** è un mercato ad asta che ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica. In questa sotto-fase si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo, con offerte strutturate in modo da indicare quantità e prezzo massimo/minimo a cui gli operatori sono disposti a comprare o vendere. Una volta presentate, le offerte vengono valutate e in caso accettate solamente dopo la chiusura della seduta di mercato, secondo un modello basato sul merito economico e nel contemporaneo rispetto dei limiti di transito tra le zone.
- Il **Mercato Infragiornaliero (MI)**, a differenza del MGP si articola in 4 sessioni ed ha la finalità di permettere la modifica dei programmi definiti dal MGP. Infatti esso inizia successivamente a quest'ultimo e vi possono partecipare facoltativamente tutti gli

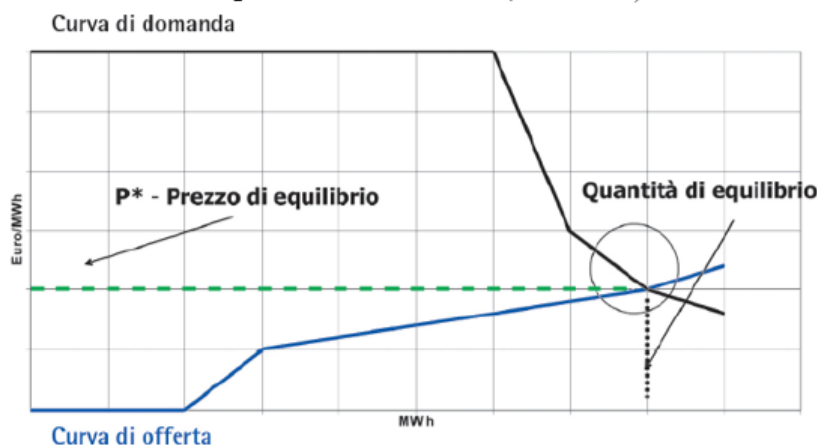
operatori. Lo scopo è quello di permettere agli operatori di accomodare i programmi orari di immissione e prelievo risultanti dal MGP. Infatti, tali programmi potrebbero non risultare ottimali o infattibili da un punto di vista tecnico operativo (Ammetto, 2014).

- **Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)**, articolato in MSD ex ante e Mercato di Bilanciamento (MB), ha per oggetto l'approvvigionamento da parte del dispacciatore (TERNA) delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento, al fine di garantire quel sistema di *balancing* esposto precedentemente. Il MSD è a tutti gli effetti un mercato obbligatorio in cui il meccanismo d'asta remunera il prezzo offerto (utilizza la forma "*pay as bid*" di cui si spiegherà il funzionamento nei paragrafi successivi).

2.4 IL SYSTEM MARGINAL PRICE

Una volta definita la struttura in cui si compone il MPE, va definito il meccanismo attraverso cui viene poi stabilito il prezzo finale di mercato ovvero, in questo caso, il cosiddetto *system marginal price*. Il sistema in questione è, ad oggi, il metodo di fissazione del prezzo dell'elettricità maggiormente diffuso in Europa. In Italia questo meccanismo viene impiegato sia per il MGP e sia per il seguente MI. Nel dettaglio, con il *system marginal price*, l'incontro della domanda e dell'offerta avviene nel modo seguente. Dal lato dell'offerta, gli operatori indicano le quantità di energia che sono disposti a fornire e il prezzo minimo al quale sono disposti a vendere le medesime quantità (prezzo minimo di cessione). Dal lato della domanda, gli operatori indicano, invece, le quantità di energia che desiderano acquistare e il prezzo massimo che sono disposti a corrispondere per le medesime quantità (prezzo massimo di acquisto).

Figura 4 Risultato di mercato (fonte ENEA)

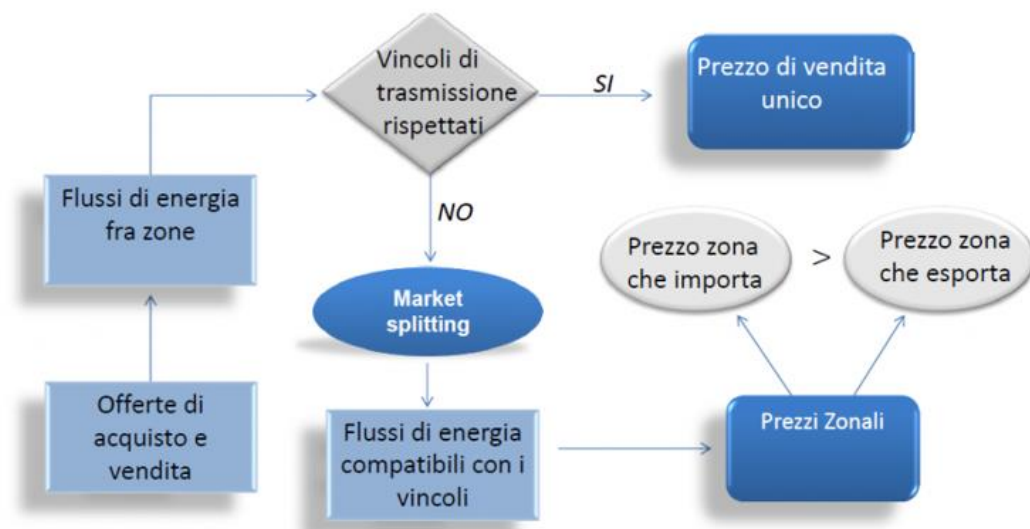


Successivamente si selezionano le offerte secondo un criterio di merito economico. Infatti le offerte di vendita vengono prima selezionate e poi ordinate secondo un ordine crescente di prezzo mentre le proposte di acquisto vengono ordinate in maniera decrescente. Il risultato sarà quel prezzo di equilibrio che si ricava dal confronto tra le offerte di vendita e di acquisto, tale da massimizzare il volume di scambi. Pertanto, in questo modo, tutti gli operatori vengono remunerati al prezzo marginale, pari a quello relativo all'ultima offerta selezionata, a prescindere dal prezzo precedentemente offerto dal singolo operatore.

Il vantaggio solitamente associato al sistema del prezzo marginale è l'incentivo dato all'innovazione e all'efficientamento della produzione. La differenza tra il prezzo dell'offerta e il prezzo marginale premia, infatti, l'efficienza degli impianti e consente ai produttori di investire in tecnologie che abbattano i costi. Poiché l'energia elettrica ha le caratteristiche del bene omogeneo (in quanto non esistono differenze nelle caratteristiche o nella qualità dei beni, tali da generare la nascita di sotto-mercati), la concorrenza tra fornitori si gioca nella capacità di ridurre per l'appunto i costi di produzione.

2.5 LE ZONE DI MERCATO E IL MECCANISMO DI *MARKET SPLITTING*

Figura 5 Algoritmo di *market splitting* (Fonte dailyenmoveme.com)



La struttura e il funzionamento del sistema elettrico è basato sulla definizione di porzioni di rete di trasmissione dette zone. Tali zone non sono altro che delle aree geografiche (o virtuali) che

presentano al proprio interno un prezzo omogeneo. Inoltre, al fine di garantire un certo livello di sicurezza, vengono posti dei limiti fisici di transito tra le zone confinanti.

Tuttavia, in caso si presenti una situazione in cui anche solo un limite tra zone limitrofe risulti violato dall'esito della contrattazione del MGP, si procede con un particolare processo detto *market splitting*. Per mezzo di questo meccanismo, infatti, l'algoritmo scinde il mercato in due zone di mercato nella quale una, in "esportazione", rappresenta tutte le zone a monte del vincolo mentre l'altra, in "importazione", include tutte le zone a valle del vincolo, costruendo, per ciascuna zona di mercato, una curva di offerta (che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata) ed una curva di domanda (che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima esportata) (Fanelli et al., 2009). Concluso questo processo, si otterrà un prezzo di equilibrio zonale diverso nelle due zone di mercato. Nello specifico si avrà un prezzo zonale maggiore nell'area importatrice e minore in quella esportatrice. Tuttavia, se ancora dopo la procedura appena descritta risultassero violati ulteriori limiti, allora per ciascuna zona di mercato precedentemente ottenuta si ripeterà nuovamente la procedura di *market splitting*. Solamente nel momento in cui l'esito finale risulti compatibile con i vincoli di rete il processo si potrà considerare concluso.

2.6 IL SISTEMA "PAY AS BID"

A differenza di quanto visto con il *system marginal price* utilizzato nei mercati MGP e MI, il MSD funziona attraverso un diverso meccanismo di fissazione di prezzo: il *pay as bid*. Attraverso questo metodo, infatti, gli operatori sono costretti a presentare curve di offerta "piatte" per ottenere il prezzo marginale su tutti gli impianti, il che aumenta gli incentivi alla deviazione da possibili equilibri strategici e porta a prezzi più bassi (Ausubel e Cramton, 1998).

2.7 IL MERCATO A TERMINE (MTE)

Il Mercato Elettrico a Termine è innanzitutto quella sede "virtuale" in cui si realizza la compravendita di contratti energetici a termine, a cui possono partecipare tutti gli operatori ammessi al Mercato Elettrico (Forte, 2013). Su MTE sono negoziabili due tipologie fondamentali diverse di contratti. La prima forma contrattuale, detta anche *baseload*, può essere contrattata tutti i giorni in qualsiasi momento, mentre la seconda, detta invece *peakload*, può venire trattata solamente nei giorni lavorativi tra le ore 9 del mattino e le 19 della sera. Tali

tipologie di contratti sono negoziabili con i seguenti periodi di consegna: mese, trimestre e anno. Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti, prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Le offerte vengono dunque ordinate in base al prezzo secondo lo stesso criterio usato nel *system marginal price*. A parità di prezzo vale la priorità temporale di immissione dell'offerta. Tuttavia questa piattaforma rimane attualmente poco utilizzata, presentando un livello molto basso di liquidità (Lo Bianco et al., 2011).

2.8 CONTRATTI BILATERALI O OVER THE COUNTER (OTC)

Come già detto precedentemente, a fianco del mercato elettrico vi è un altro metodo di contrattazione dell'energia: i c.d. contratti bilaterali. Questi permettono la compravendita di titoli, i quali, non figurando nei listini di borsa, presentano caratteristiche contrattuali non standardizzate (Ammetto, 2014). L'utilizzo di questa tipologia di contratti è permessa a tutti i clienti idonei e a tutti i gestori di unità di generazione per la trasmissione di elettricità, tra uno o più di immissione e uno o più punti di prelievo. Ciò che rende particolarmente interessante questa forma di mercato è data dalla libertà contrattuale lasciata alle parti, le quali possono liberamente stabilire le condizioni economiche (prezzo di fornitura dell'energia elettrica, profili di immissione e di prelievo) dell'accordo.

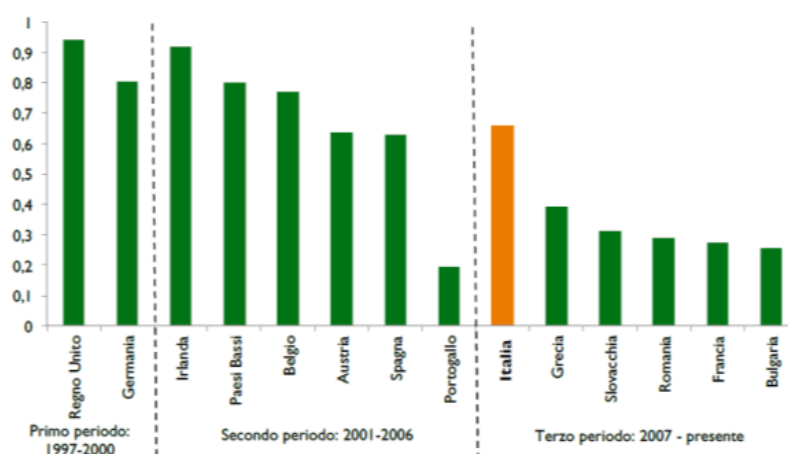
CAPITOLO 3 - RISULTATI, PROBLEMI E PROIEZIONI DEL PROCESSO DI LIBERALIZZAZIONE

3.1 RISULTATI DELLA LIBERALIZZAZIONE IN TERMINI DI CONCORRENZA

Come già detto in precedenza, uno dei maggiori obiettivi perseguiti con la politica di liberalizzazione è, per l'appunto, la promozione della concorrenza all'interno del mercato. Pertanto, in questo paragrafo, si analizzeranno i risultati raggiunti in tema di competitività, raffrontando allo stesso tempo quanto ottenuto in Italia rispetto al resto d'Europa. Innanzitutto, al fine di effettuare un'analisi valida in tal senso, occorre introdurre il concetto di *switching*. In genere, il tasso di *switching* viene definito come il tasso con la quale i consumatori passano da un venditore all'altro. Nel nostro caso particolare, questo tasso può essere calcolato su base annua sia in una prospettiva di volumi energetici consumati sia in base al solo numero di punti di prelievo. Quest'ultimo può essere definito come il punto fisico di attacco tra la rete di distribuzione e l'utenza finale. La valutazione del tasso di *switching*, e con essa quindi delle variazioni dei punti di prelievo forniti dai distributori, diventa un ingrediente fondamentale al fine di valutare l'efficacia dell'apertura di un mercato. Tuttavia vanno fatte anche altre considerazioni in merito all'utilizzo di questo valore. La prima riguarda il fatto che il grado delle attività di *switching* non dipende solo dai prezzi dell'energia elettrica praticati agli utenti finali ma anche da servizi aggiuntivi e personalizzati oltre alla mera fornitura di energia; la seconda invece si riferisce al fatto che spesso il cambio di operatore è più legato ad atteggiamenti prudentziali dei consumatori che ad una scarsa concorrenza del mercato. Per queste ragioni, l'utilizzo del solo tasso di *switching* non basta al fine di effettuare una valutazione precisa sul grado di efficacia di un processo di liberalizzazione. Pertanto, come effettuato anche da Nomisma nella propria relazione "*I vantaggi del mercato libero dell'elettricità e del gas*", al tasso di *switching* vengono solitamente affiancati altri due ulteriori valori per una valutazione valida e approfondita degli effetti della liberalizzazione. Il primo di questi è l'indice HHI (*Herfindahl-Hirschman Index*) che indica il grado di concorrenza all'interno di un dato mercato. Tale indice viene calcolato dalla sommatoria dei quadrati delle quote percentuali di mercato di ciascun operatore. Pertanto l'HHI può assumere valori compresi tra 0 e 1, dove 1 rappresenta una situazione di monopolio mentre i valori tendenti allo 0 indicano una situazione di elevata concorrenza tra gli attori di mercato.

La seconda variabile è invece data dalla presenza di tariffe tutelate sul mercato al dettaglio. Dall'aggregazione di queste tre variabili, Nomisma ha costruito un nuovo indice definito “*indice della liberalizzazione del mercato al dettaglio dell'elettricità*” per mezzo del quale ha effettuato una valutazione del grado di apertura del mercato elettrico in Italia rispetto agli altri Stati europei.

Figura 6 Indice europeo della liberalizzazione del mercato *retail* dell'elettricità rispetto al periodo di completa apertura del mercato (al 2011)



Fonte: elaborazioni NE Nomisma Energia su dati ACER, CEER, Commissione europea, London Economics

Come evidenziato dalla Fig. 6, secondo questo studio l'Italia si posiziona non troppo distante dai Paesi tra i primi ad intraprendere la strada della liberalizzazione elettrica.

Nonostante l'analisi complessiva fatta da Nomisma mostri come l'Italia sia in linea o quasi con i Paesi “primi della classe” in ambito di apertura del mercato elettrico, risulta comunque utile osservare le singole variabili analizzate precedentemente al fine di comprendere cosa abbia inciso di più sul risultato finale e in quali ambiti l'Italia possa ancora migliorare. Partendo con ordine, prendendo in considerazione i dati relativi allo *switching* emersi dall'ultima relazione annuale dell'*Authority*, l'Italia nel 2015 presenta dei tassi pari al 26,7 % riguardo ai volumi e al 9,6% riguardo ai punti di prelievo, rimanendo quindi stabile rispetto all'anno precedente. Questo risultato, se letto in un'ottica più ampia a livello europeo, mostra come il nostro Paese pur essendo ancora alle spalle dei “pionieri della liberalizzazione” come UK (11%) e Svezia (13%), sia comunque ben posizionato in relazione ad altri Paesi in cui i risultati in questo ambito faticano ancora ad arrivare come Austria e Francia (2%) e Polonia (1%). Anche per quanto riguarda la presenza di tariffe tutelate nel mercato libero i dati sono positivi. Infatti, in Italia l'impatto che ha il Regolatore sul prezzo finale della fornitura è minimo, in quanto, al netto di tasse e oneri, esso può incidere fino ad un massimo del 7% sul prezzo finale come riporta lo studio “*Indagine comparata delle componenti di prezzo retail e degli strumenti di tutela nel*

mercato elettrico liberalizzato" del 2014. Tuttavia, a dispetto di questi dati incoraggianti, il mercato elettrico italiano presenta ancora una nota dolente riguardo la concentrazione di mercato. Infatti, osservando nel dettaglio i valori HHI registrati negli ultimi 4 anni riportati nella seguente tabella, l'Italia nel segmento dei clienti domestici presenta valori al di fuori dei parametri ritenuti validi per la concorrenza mentre i valori per i segmenti altri usi BT e MT sono in linea con gli standard concorrenziali. In

Tabella 1 Indici di concentrazione in termini di energia e di punti di prelievo per gruppo societario per i clienti che si approvvigionano sul mercato libero – Anni 2012, 2013, 2014 e 2015 (Fonte Rapporto 168/2017)

| Mercato libero | Indici di concentrazione a livello nazionale | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|--|-------|-------|-------|--------------|-------|-------|-------|--------------|-------|-------|-------|
| | Clienti domestici | | | | BT Altri usi | | | | MT Altri usi | | | |
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| in termini di energia | | | | | | | | | | | | |
| HHI | 2.849 | 2.810 | 2.802 | 2.809 | 956 | 920 | 853 | 700 | 371 | 364 | 543 | 428 |
| C1 | 50,2% | 49,8% | 49,4% | 49,9% | 27,2% | 26,9% | 25,0% | 22,9% | 9,3% | 9,5% | 17,7% | 12,5% |
| C2 | 62,0% | 63,0% | 64,7% | 64,8% | 33,4% | 33,0% | 33,5% | 27,6% | 17,6% | 18,4% | 25,4% | 20,1% |
| C3 | 72,8% | 72,4% | 73,4% | 71,4% | 39,4% | 37,8% | 38,6% | 31,9% | 22,8% | 23,3% | 30,4% | 27,6% |
| in termini di PdP | | | | | | | | | | | | |
| HHI | 2.777 | 2.641 | 2.890 | 2.880 | 1698 | 1576 | 1592 | 1.664 | 912 | 1128 | 769 | 817 |
| C1 | 49,2% | 47,7% | 50,4% | 50,7% | 38,3% | 37,0% | 37,6% | 39,0% | 24,0% | 24,7% | 24,2% | 25,5% |
| C2 | 62,3% | 61,9% | 66,0% | 65,8% | 46,5% | 43,8% | 44,2% | 44,1% | 38,6% | 44,9% | 30,6% | 30,7% |
| C3 | 72,8% | 70,6% | 72,7% | 71,2% | 53,0% | 49,8% | 50,3% | 49,0% | 42,5% | 49,6% | 34,7% | 35,1% |

FONTE DATI: ELABORAZIONI DATI DICHIARATI DAGLI OPERATORI AI SENSI DELLA DELIBERAZIONE ARG/ELT 167/08.

questo calcolo l'HHI può assumere valori da 0 a 10.000 (si considera 10.000 al posto di 1 la situazione di monopolio ma il principio è il medesimo rispetto a quanto spiegato in precedenza). Tendenzialmente il limite massimo per poter considerare il mercato concorrenziale è 1.000, per i valori compresi tra 1.000 e 2.000 si è soliti utilizzare anche ulteriori indici poter capire al meglio la situazione del mercato mentre valori superiori a 2.000 sono indicativi di una dinamica concorrenziale critica. La tabella, inoltre, evidenzia anche i valori C1, C2 e C3 i quali rappresentano la quota di mercato detenuta, rispettivamente, dal primo operatore del mercato per presenza, dai primi due e dai primi tre. Questa situazione è causata dall'influenza che, ancora oggi, l'ex-monopolista ENEL (C1 nella tabella) esercita sugli utenti, i quali, nel passaggio al Mercato Libero, tendono a mantenere il rapporto con il fornitore storico. Ciò è attualmente uno dei maggiori ostacoli allo sviluppo della concorrenza di mercato ed è oggetto di provvedimenti che vedremo nel paragrafo dedicato al Ddl Guidi.

3.2 COMPOSIZIONE E TREND DEL MERCATO ELETTRICO

Da quanto emerso nel paragrafo precedente, si è visto quali aspetti relativi alla concorrenzialità funzionano e quali ancora no. Ora osserveremo più nel dettaglio le recenti evoluzioni che ne

stanno modificando la sua composizione. Per poter comprendere appieno quanto stia impattando la liberalizzazione sulla composizione del mercato elettrico si andrà ad analizzare (seguendo l'ordine della filiera produttiva) l'incidenza che il processo di apertura del mercato ha avuto sull'ex *incumbent* (ENEL). Partendo dunque dalla fase di produzione, ENEL nel 2008 generava circa il 32% dell'intera produzione lorda nazionale, con i primi 5 produttori nazionali che producevano un totale pari a poco più del 60% complessivo. Nel 2009 ENEL vide ridursi la propria quota di mercato di circa un punto e mezzo percentuale attestandosi al 30,4 % come emerge dalla Relazione Annuale 2010 dell'AEEGSI. Di questo spazio lasciato dall'ex *incumbent* ne approfittò ENI passando dall'8,6% del 2008 al 9,7% mentre gli altri principali operatori mantennero la loro quota pressoché invariata, con il gruppo dei piccoli produttori in crescita dal 16,2% al 17,5%. Con riferimento a questo biennio anche l'HHI relativo alla generazione ha subito una contrazione passando da 1.380 a 1.280 avvicinandosi così sempre più alla soglia della concorrenzialità. Guardando al periodo più recente, dall'ultima Relazione Annuale emerge che l'ENEL, pur rimanendo leader del mercato, presenta una quota di mercato nel 2015 pari al 25,7% (-1,3% rispetto l'anno precedente) nonostante una crescita produttiva complessiva di mercato del 0,8%. Sempre con riferimento all'anno 2015 si ha che i piccoli produttori coprono ora circa il 36% del mercato (valore raddoppiato rispetto a 5 anni prima) mentre i primi 5 produttori nazionali hanno nel complesso una quota di mercato pari al 47%. Parallelamente, come ci si potrebbe aspettare, anche l'HHI presenta un trend decrescente, passando da 908 (2014) a 832 (2015) consolidandosi così sotto la soglia di concorrenzialità dei 1000 punti. Essendo trasmissione e dispacciamento di competenza esclusiva (o quasi) di TERNA, spostiamo ora il focus sulla fase di distribuzione (monopolio naturale locale regolarizzato vd. Par. 1.3). Nel 2009 ENEL Distribuzioni erogava circa 241.000 GW (contando 31 milioni di punti di prelievo) pari all'86,2% del totale distaccando di ben più dell'80% il secondo operatore su scala nazionale fermo al 4,1%. Secondo l'ultima Relazione, nel 2015 ENEL Distribuzioni è ancora ampiamente leader nella fase di distribuzione presentando valori pressoché inalterati rispetto al biennio 2008-2009. Ciò evidenzia come le concessioni di distribuzione non abbiano permesso lo sviluppo di una vera e propria competizione di mercato. Infine, analizzando l'ultima fase di vendita, nel Servizio di Maggior Tutela ENEL rimane leader tra i 135 componenti del mercato anche nel 2015 mantenendo come negli ultimi anni una quota più o meno costante pari all'85%, con cui distanza di un 80% il secondo operatore ACEA (5%). Nel Mercato Tutelato l'indice HHI presenta valori molto alti e in continua crescita, stanziandosi nel 2015 a 7.385. Diversa invece la situazione nel Mercato Libero dove, pur rimanendo leader di mercato, ENEL presenta una quota di mercato (complessiva di tutti i segmenti) pari "solo" al 18% con un distacco di poco meno di dieci punti percentuali rispetto ad Edison che si

conferma secondo operatore nel mercato libero. Se consideriamo il biennio 2009-2010 dove il gruppo ENEL aveva una quota del 26,8% presentando un distacco circa del 14% rispetto ad Edison (anch'esso in calo rispetto al 12% del 2009) si può comprendere come i meccanismi di incentivazione alla concorrenza stiano dando i loro primi frutti. A conferma di questo trend vi è anche l'HHI attualmente pari a 575, ovvero il valore più basso mai registrato nella fase di vendita nel libero mercato che attestandosi abbondantemente sotto la soglia 1.000 evidenzia la buona concorrenzialità raggiunta all'interno del Mercato Libero. Tuttavia, come evidenziato nel paragrafo precedente, anche in quest'ultimo rimane una concentrazione molto alta nel segmento dei consumatori domestici. Riassumendo quanto appena visto, possiamo notare come il processo di liberalizzazione abbia portato a risultati concreti nel tempo non solo nella fase di vendita (almeno per parte del Mercato Libero) ma anche in una fase economicamente "complessa" per la concorrenza come la fase di generazione. La situazione è rimasta invece praticamente immutata in ambito di distribuzione dove non si sono avuti effetti rilevanti derivanti dalla liberalizzazione.

3.3 L'IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE IN TERMINI DI PREZZO

La questione relativa al prezzo che i consumatori si trovano sulla bolletta alla fine del mese è certamente uno dei punti critici (se non il più critico) quando si parla di liberalizzazione. Innanzitutto, è utile precisare come il prezzo in questione non sia il prezzo finale derivante dal Mercato elettrico (lo sarebbe solo se il cliente finale acquistasse direttamente dal mercato l'energia), bensì esso raggruppa diverse voci verranno analizzate una ad una nel corso del paragrafo. Osservando dapprima la bolletta di un qualsiasi cliente domestico vincolato, si può notare come la fattura si suddivida in quattro macro-aree diverse. La prima voce è relativa alla c.d. *quota energia* che raggruppa: il PED, ovvero l'insieme dei costi di acquisto dell'energia sostenuti dall'AU nell'ambito *wholesale* e dei costi di dispacciamento, il PPE (perequazione elettrica) che riguarda solamente i clienti tutelati e permette di compensare i maggiori costi o minori ricavi sostenuti dall'AU indipendenti dall'efficienza economica (ad es. quando l'operatore valorizza in anticipo i costi sostenuti sul mercato all'ingrosso e che potrebbero successivamente risultare diversi dal PED), la componente di dispacciamento (DISP) per i soli clienti aventi diritto alla maggior tutela e, infine, il PCV che racchiude i costi di commercializzazione e vendita. Quest'ultima voce ha un'incidenza ben diversa tra una bolletta di un cliente vincolato e quella di uno libero. Infatti, come fatto notare da A. Ammetto, un

operatore del mercato libero deve svolgere una serie di attività commerciali (marketing, acquisizione, gestione e sviluppo del rapporto azienda-cliente ecc..) in più rispetto al fornitore di maggior tutela. Ne deriva che l'incidenza del PCV sarà molto più marcata nella bolletta "libera" rispetto a quella del Servizio di Maggior Tutela. Un altro aspetto importante da sottolineare, relativo però al PED, riguarda l'incidenza dei prezzi all'ingrosso su tale voce. Infatti la quota relativa al costo dell'energia incide in media ben il 51% del valore complessivo del PED che a sua volta costituisce circa il 40% del costo finale in bolletta. Questo sottolinea come il prezzo *retail* dipenda inevitabilmente anche dal prezzo *wholesale*. A tal riguardo, l'Italia ad oggi, in un'ottica di confronto a livello europeo, mantiene il prezzo all'ingrosso più alto tra i principali mercati elettrici europei, con uno *spread* medio PUN-estero di 17 €/MWh causato principalmente da un mix privo di nucleare ed a maggioranza termoelettrico (in particolare a gas) (Relazione Annuale Autorità Energia 2017). Tuttavia, continuando l'analisi della bolletta, si trova come seconda voce la *componente 7* che raggruppa i servizi di trasporto, distribuzione e misura (calcolati invece separatamente per i clienti industriali). La terza e la quarta voce riguardano invece rispettivamente *oneri generali* ed *imposte*. Per quanto riguarda i clienti domestici del Mercato Libero, la bolletta può essere una replica puntuale di quella tutelata o può avere anche un'altra forma se conforme ai criteri stabiliti al riguardo dall'*Authority*. A differenza del mercato tutelato, nel Mercato Libero il consumatore deve però farsi carico di una serie di costi aggiuntivi quali ad esempio i costi di dispersione di rete. Ciò nonostante, alla luce di quanto visto finora, risulta ancora difficile comprendere il perché vi sia ad oggi una differenza di prezzo medio relativamente grande tra ciò pagato da un consumatore vincolato e da uno "libero". AEEGSI, tramite il suo ultimo comunicato del 21 marzo 2017, ha evidenziato come ancora nel biennio 2014-2015 il prezzo medio pagato dai clienti vincolati sia inferiore rispetto a quanto pagato invece dai clienti del Mercato Libero. L'*Authority*, a differenza degli anni precedenti, preferisce non fornire valori e dati numerici precisi a riguardo osservando come le caratteristiche contrattuali diverse nella forma e alle volte nelle voci non permettano un esatto confronto tale da poter evidenziare un dato ben preciso. Pur non fornendo valori precisi, AEEGSI cerca di analizzare quali fattori abbiano portato a questo parziale fallimento della liberalizzazione. Innanzitutto, viene evidenziato come ancora oggi i consumatori non riescano ancora a comprendere del tutto il significato delle varie voci di costo e quali offerte siano più vantaggiose rispetto ad altri in relazione ai loro consumi. A rincarare i costi, vi sono poi anche quei costi di acquisizione del cliente che sono ancora a carico del cliente stesso. Inoltre, anche alcuni fattori relativi all'offerta hanno influenzato questo livello più alto di prezzo. Infatti, a differenza di quanto accaduto nel mercato delle telecomunicazioni, a causa del basso margine di guadagno, gli operatori non sono ancora incentivati a politiche di prezzo

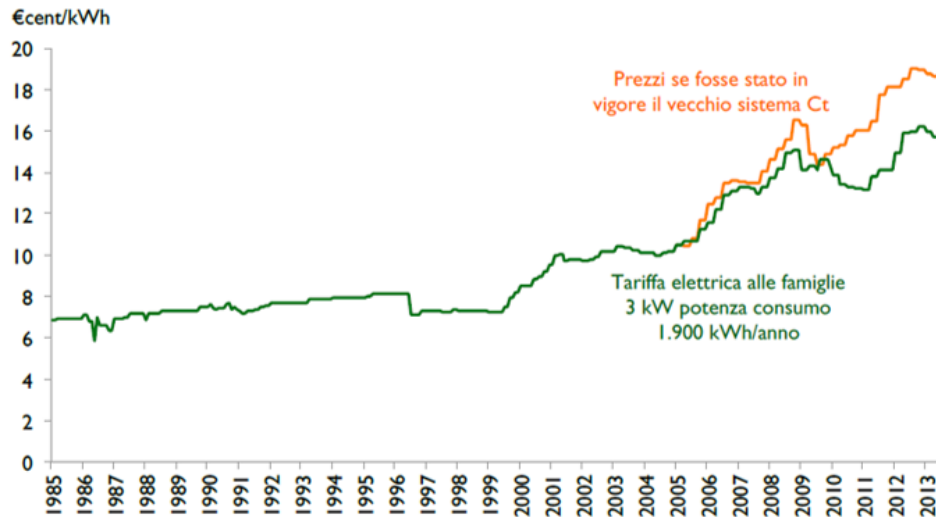
volte al ribasso. In aggiunta a ciò, come sottolineato da Davide Tabarelli (Pres. Nomisma), la possibilità di poter fare sconti o prezzi vantaggiosi si limita solamente alla parte di bolletta relativa al prezzo dell'energia, in quanto le altre voci (viste in precedenza) come imposte, oneri di gestioni e incentivi alle rinnovabili non possono essere oggetto di concorrenza.

Diversamente da quanto registrato nel segmento domestico, i dati evidenziano una maggiore "maturità" di PMI e commercianti nella scelta dei contratti del Mercato Libero, con costi allineati ai corrispettivi dei regimi di tutela. Ciò viene giustificato se si considera che queste categorie di consumatori sono state le prime ad aver avuto accesso al Mercato Libero e pertanto hanno potuto nel tempo apprendere come massimizzare i vantaggi relativi all'apertura di mercato e alla concorrenza tra i fornitori. Tuttavia, alla luce di questa situazione e riconoscendo il parziale fallimento registrato dal Mercato Libero nel segmento domestico, al fine di promuovere la partecipazione al mercato liberalizzato si è deciso di introdurre la c.d. Tutela Simile, ovvero un sistema che permetta di scegliere un'offerta dal contenuto facilmente comparabile in un'ambiente "sorvegliato" dall'Autorità.

Se la liberalizzazione ha attualmente in parte fallito da un punto di vista del confronto tariffario tra mercato tutelato e non, essa ha comunque avuto in generale dei risvolti positivi a livello di prezzo. Infatti, come sottolineato da uno studio condotto da Nomisma², si può ipotizzare che se fossero ancora in vigore i vecchi meccanismi di calcolo (fortemente legati al prezzo del petrolio, sistema Ct) che caratterizzavano le tariffe amministrate imperanti fino a 10 anni fa, i clienti italiani pagherebbero tariffe superiori di circa il 20% rispetto a quelle offerte oggi.

² Lo studio non riporta le variabili ed i procedimenti usati all'interno di queste simulazioni.

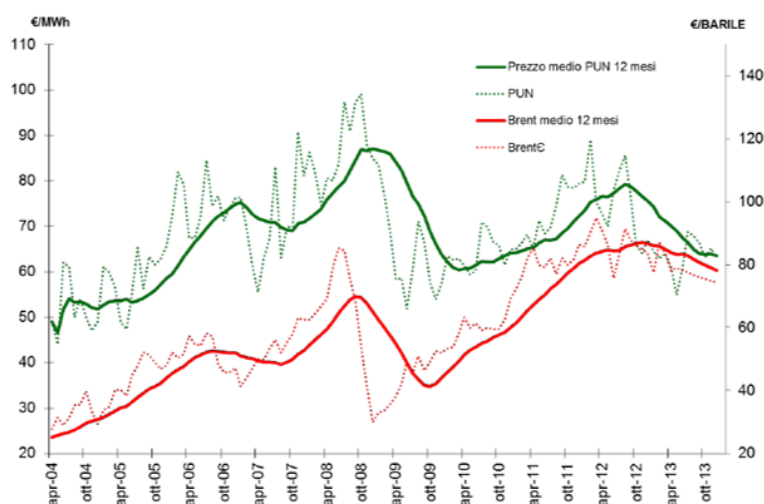
Figura 7 Prezzi dell'elettricità alle famiglie effettivi e con vecchio metodo di calcolo



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tuttavia, nonostante questa elaborazione di Nomisma, le associazioni dei consumatori vedono ancora oggi nella liberalizzazione il principale colpevole di aumento generale delle tariffe energetiche (+16,5% rispetto al 2010). In realtà le ragioni economiche alla base di questo rialzo dei prezzi sono ben altre. Ad aver avuto un ruolo fondamentale in tal senso è stato il parco di produzione, in quanto essendo dipendente dai combustibili fossili ha portato ad una crescita dei costi di produzione in parallelo alla crescita del prezzo del petrolio (come mostrato in Fig.5)

Figura 8 Andamento PUN-BRENT (2004-2013)



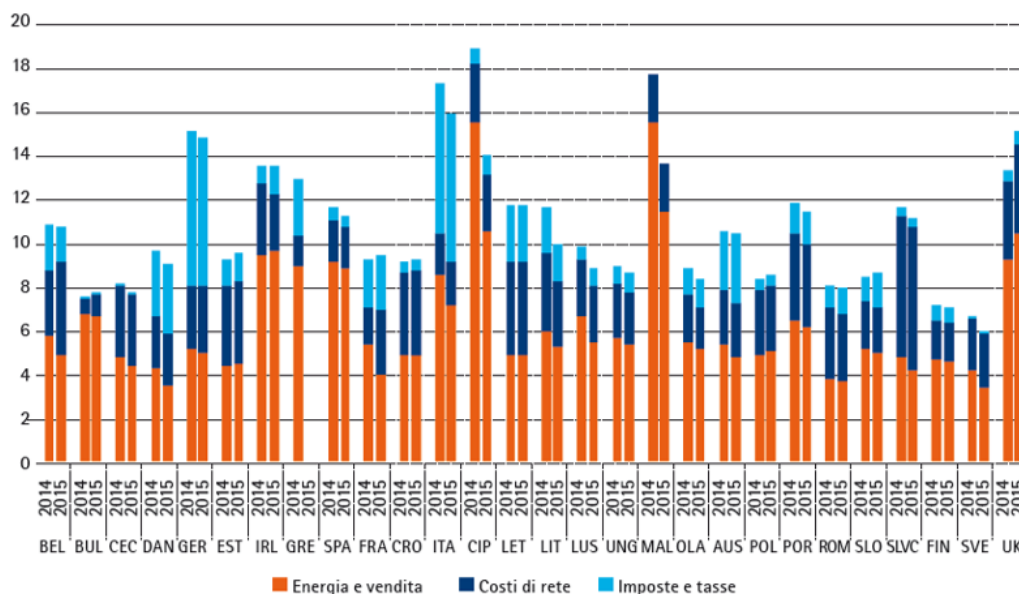
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Pertanto il fattore petrolio è stato la causa maggiore che ha portato all'aumento dei prezzi energetici tra gli anni 2001 e 2011. Ad oggi, però, i prezzi del petrolio hanno subito forti crolli

portando al ribasso anche il prezzo del MWh scambiato nella Borsa Elettrica. Ciò nonostante i prezzi finali di vendita non accennano a diminuire a causa di un'anomala "esplosione" del mercato dei servizi di dispacciamento su cui l'*Authority*, allertata da Confindustria, sta tuttora indagando (Tabarelli, 2017).

A prescindere da questo trend rialzista dei prezzi energetici italiani, il nostro Paese, se valutato in relazione al resto d'Europa, presenta ancora prezzi competitivi in gran parte delle classi energetiche per i clienti domestici e in recupero nel segmento industriale. Secondo quanto riportato dalla Relazione Annuale – Autorità Energia 1999, prima del decreto Bersani lo spread del prezzo medio italiano rispetto a quello della media UE (al lordo delle imposte) era pari al 12% per le utenze domestiche e 45,8% per quelle industriali. Tuttavia con la liberalizzazione del 2007 la situazione è andata via via sempre a migliorare. Infatti, il periodo 2008 – 2010 vede un differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra quanto pagato dalle famiglie italiane rispetto alla media europea in significativa diminuzione. La riduzione per i clienti domestici con consumo annuo compreso tra i 2.500 e 5.000 kWh è quantificabile ad un quasi 63%. Tuttavia la situazione opposta si ha per quanto riguarda il consumo industriale, in quanto, con riferimento al secondo semestre 2010, le imprese italiane sono quelle che hanno pagato di più sia al netto che al lordo rispetto alla media europea per tutte le fasce di consumo. Infine, per quanto riguarda i dati odierni, i consumatori vedono una situazione ulteriormente migliorata in quanto, sempre con riferimento allo spread relativo ai prezzi medi, l'Italia presenta valori pari al -19% lordo per la prima fascia di consumo (<1000 kWh), -11% per la seconda fascia (1000-2500 kWh) e del +10% lordo per la fascia 2500-5000 kWh. Per l'industria, invece, anche nel 2015 i prezzi dell'energia elettrica si confermano superiori a quelli dell'Area euro, per tutte le classi di consumo. Tuttavia, va segnalato che prosegue il trend avviato nel 2013 di progressiva riduzione dei differenziali rispetto a quelli registrati nel 2012, quando si raggiunsero picchi superiori al 30% in termini di prezzi lordi. Alla luce di questi risultati, sembrerebbe che per i clienti industriali la liberalizzazione sia risultata fallimentare, in quanto incapace di allineare le tariffe elettriche industriali con il resto d'Europa. A dispetto di ciò, osservando con attenzione le componenti del prezzo finale industriale, si può notare come l'Italia presenti costi di generazione, vendita e di rete in linea con gli altri Paesi. Infatti, ciò che causa il problema "caro bolletta" per i clienti industriali è la voce "oneri ed imposte": la più alta in assoluto nel continente, paragonabile per valori alla sola Germania.

Figura 9 Composizione dei prezzi industriali in Europa fascia 500-2000 MWh (Fonte Eurostat)



Pertanto questi dati avvalorano lo studio di Nomisma precedentemente esposto, mostrando come dal momento in cui è iniziato il processo di liberalizzazioni in poi i prezzi energetici italiani siano in generale migliorati se raffrontati al resto d'Europa, nonostante un aumento complessivo delle tariffe dovuto però ad altri fattori tecnici come precedentemente spiegato.

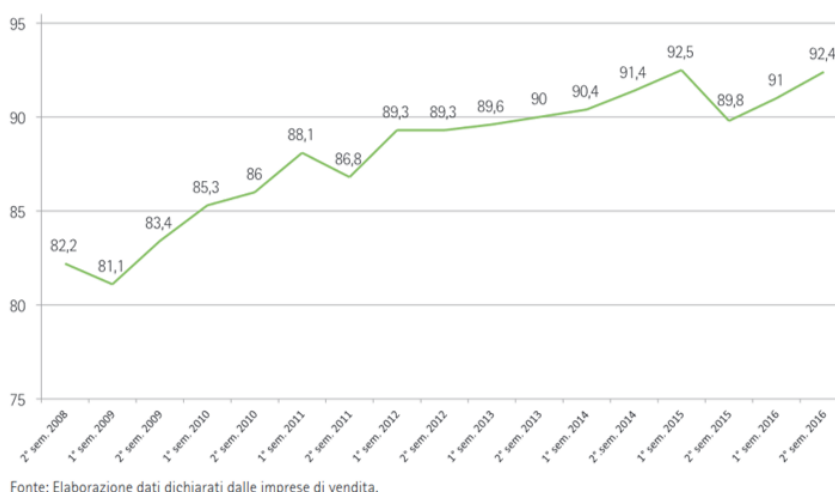
3.4 L'IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE IN TERMINI DI QUALITÀ

Una volta esposti gli effetti che la liberalizzazione ha avuto sui prezzi dell'energia, in questo paragrafo si analizzerà come il processo di apertura del mercato abbia inciso anche su tutta un'altra serie di aspetti che influenzano la qualità finale del servizio. Infatti, nei servizi di pubblica utilità come quello elettrico, l'aspetto relativo al prezzo è soltanto uno dei fattori considerati per capire l'impatto avuto sui consumatori. Il primo vantaggio derivante dall'apertura del mercato a favore del consumatore finale è ovviamente la (nuova) possibilità di scegliere l'offerta commerciale di fornitura più confacente alle proprie esigenze tra quelle disponibili sul mercato. Tali offerte contrattuali possono prevedere condizioni che vanno dai prezzi fissi a quelli indicizzati alle *commodities*, da quelli differenziati per fasce orarie ai contratti correlati a una serie di benefici: dai buoni sconto per altri merci servizi alle assicurazioni delle abitazioni compresa nel contratto (Rendina, 2016). In particolare, secondo uno studio condotto da Nomisma, attualmente le offerte sul mercato libero si differenziano tra

loro in base a 3 diverse “variabili competitive”: prezzo, servizi aggiuntivi e promozioni o sconti. Con riferimento alla diversa struttura di prezzo le offerte possono presentare: sconti relativi la componente elettrica, prezzi fissi per periodi tra i 12 e i 36 mesi e offerte monorarie (più adatte ai clienti che presentano alti consumi diurni) e biorarie (più adatta se i consumi sono maggiori di sera e nel fine settimana). Per quanto riguarda i servizi aggiuntivi, invece, i consumatori possono optare per offerte presentanti la gestione del contratto di fornitura via Internet, permettendo la spedizione della bolletta via mail e l’addebito direttamente su conto corrente. In aggiunta esistono anche le c.d. opzioni rinnovabili per mezzo delle quali i consumatori possono scegliere forniture di elettricità esclusivamente da fonti rinnovabili. Altri servizi, inoltre, possono essere dati da apposite assicurazioni per danni derivanti da guasti elettrici oppure dai razionalizzatori di energia, i quali permettono di evitare inutili sprechi. Infine, molte offerte presentano varie tipologie di sconti e promozioni che possono andare dalle classiche carte fedeltà molto utilizzate anche nei supermercati, fino alle c.d. carte vantaggio che danno il diritto a sconti presso gruppi partner di vario genere. Ne deriva quindi che di fronte ad una così vasta varietà di offerte, una scelta accurata ed intelligente del fornitore più conveniente in base alle proprie esigenze, può portare ad una serie di vantaggi preclusa invece ai clienti tutelati.

Viste le offerte, vanno poi considerati anche tutti gli altri servizi di tipo commerciale che vanno ad influenzare la valutazione finale da parte del cliente. In generale, osservando i dati forniti dall’*Authority* in relazione al confronto tra 2008 e 2012, si sono registrati dei miglioramenti in tutti gli indicatori di qualità del servizio: +69% accessibilità al servizio, +95% qualità del servizio e +9% soddisfazione dei clienti. Scendendo nel particolare, con riferimento all’ultimo “Rapporto annuale sui call center”, si può osservare come l’ISC (Indice Soddisfazione Cliente) relativo al servizio erogato dai call center sia in continua crescita con un incremento del 10% rispetto al 2008.

Figura 10 Indice di soddisfazione – servizi telefoni dei principali rivenditori di elettricità e gas



Un altro fattore che indica un miglioramento della qualità di servizio e con esso della soddisfazione del cliente è l'indice di reclusività. Stando a quanto riportato dall'ultimo Comunicato dell'AEEGSI del 21 marzo 2017, infatti, il Mercato Libero nell'ultimo biennio ha registrato un livello medio di reclami pari all'1.3% (2,5% nel 2012) mentre si è mantenuto costante lo 0.4% registrato dal Servizio di Maggior Tutela. Anche i contratti contestati dai clienti domestici nel mercato libero hanno subito un decremento attestandosi nel 2015 all'1% rispetto ai nuovi stipulati nel medesimo anno e allo 0,7% per i piccoli clienti in BT. Oltre a ciò, negli ultimi si è registrato un netto miglioramento anche di tutti gli altri servizi commerciali offerti dai distributori. Per una valutazione approfondita si utilizzano come metro di paragone degli standard di qualità commerciale (aggiornati l'ultima volta nel 2015) che rappresentano i tempi massimi per l'esecuzione di un determinato tipo di prestazione (vd. Tab. 2).

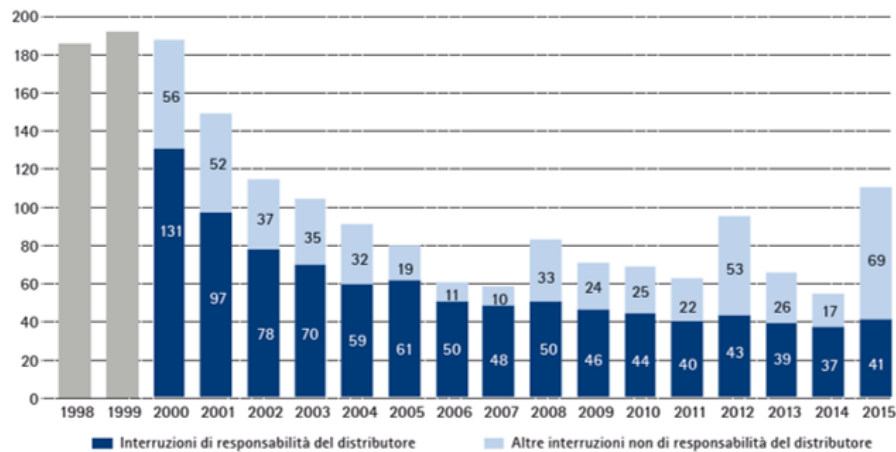
Tabella 2 Standard specifici per i clienti media tensione 2015

| PRESTAZIONE | STANDARD | UNITÀ | NUMERO ANNUO DI RICHIESTE | TEMPO MEDIO EFFETTIVO | % DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD | NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI |
|---|----------|-------------------|---------------------------|-----------------------|--------------------------------------|---------------------------------|
| Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT | 40 | giorni lavorativi | 3.273 | 23,83 | 1,55% | 51 |
| Esecuzione di lavori semplici | 30 | giorni lavorativi | 357 | 11,01 | 2,10% | 8 |
| Attivazione della fornitura | 5 | giorni lavorativi | 1.941 | 2,78 | 2,20% | 52 |
| Disattivazione della fornitura | 7 | giorni lavorativi | 1.913 | 5,18 | 2,50% | 66 |
| Riattivazione per morosità | 1 | giorni feriali | 1.844 | 0,69 | 4,24% | 83 |
| Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente | 2 | ore | 914 | 0,00 | 0,00% | 0 |
| Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura | 15 | giorni lavorativi | 243 | 12,63 | 7,89% | 2 |
| Sostituzione del gruppo di misura guasto | 15 | giorni lavorativi | 38 | 10,20 | 2,53% | 0 |
| Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura | 20 | giorni lavorativi | 49 | 29,37 | 14,61% | 4 |
| Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura | 50 | giorni lavorativi | 2 | 43,50 | 0,00% | 0 |

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

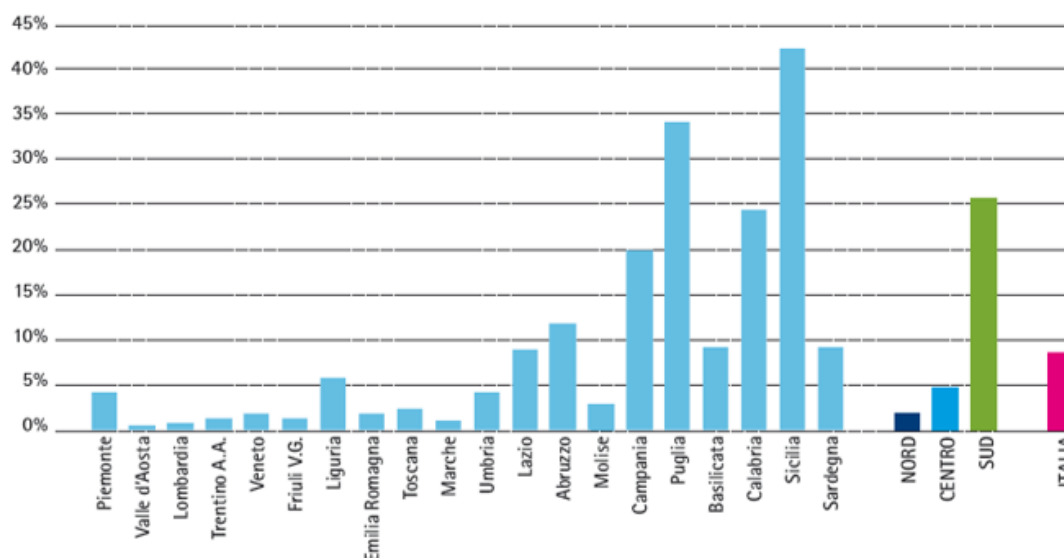
Osservando i dati riportati in tabella, ne emerge quindi che per quanto riguarda i servizi di tipo commerciale e di assistenza al cliente, gli operatori abbiano e stiano garantendo prestazioni efficienti ed in linea (nella stragrande maggioranza dei casi) con i "paletti" imposti dall'*Authority*. Visto ciò, andremo ora a valutare il grado di efficienza e di qualità del servizio di distribuzione. Quest'ultimo, infatti, è di vitale importanza in quanto in caso di eventuali suoi malfunzionamenti il servizio di fornitura non può essere garantito.

Figura 11 Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione (Fonte AEEGSI)



Dall'osservazione dell'istogramma qui sopra, si può notare come il trend generale dall'attuazione del Decreto Bersani sia stato di una riduzione del numero di interruzioni. I picchi relativi agli anni 2012 e 2015 sono imputabili alle particolari condizioni metereologiche registrate in quei periodo che hanno condizionato il servizio come evidenziato anche dall'*Authority*. Inoltre, fatta eccezione per l'ultimo anno (condizionato da particolari fenomeni atmosferici), anche il numero di interruzioni lunghe senza preavviso si è ridotto nel tempo. Nel 1999 la media nazionale era di 3,91 int/anno, per scendere poi gradualmente nel corso degli anni fino al valore di 2 int/anno nel 2014 con una leggera crescita solo nel 2015 (2,43 int/anno) per i motivi precedentemente detti (dati relativi ai clienti in BT). In parallelo le interruzioni brevi senza preavviso hanno avuto la stessa evoluzione passando da una media di 4,55 int/anno nel 1999 ad un valore odierno di 2,23 int/anno (dati relativi ai clienti in BT). Tuttavia, il miglioramento non si è registrato solamente da un punto di vista quantitativo, ma anche qualitativo con un decremento costante della durata media dell'interruzione registrato su tutto il territorio nazionale. Infatti, sempre considerando i clienti BT, i minuti persi ogni anno a causa delle interruzioni sono passati su base nazionale da 150 nel 1999 a 41 nel 2015, presentando così un decremento circa del 70% dal Decreto Bersani in poi. Nonostante come appena mostrato la situazione complessiva nazionale a livello di distribuzione sia in netto miglioramento nel corso degli anni, sia qualitativamente che quantitativamente, pur con intensità minore rispetto agli ultimi anni, permane tutt'oggi un certo grado di eterogeneità del servizio all'interno del nostro Paese. Infatti, a tal proposito, il Sud presenta ancora oggi dati peggiori su tutte le varie voci di servizio sia rispetto al Centro che al Nord. Come riportate dall'istogramma sottostante (basato sui soli clienti MT), si evidenzia come nel 2015 il divario tra Nord e Sud in ambito di qualità di servizio elettrico sia ancora ampio nonostante i miglioramenti avuti post liberalizzazione (Notargiovanni et al., 2006).

Figura 12 Percentuale utenza "peggio servita" rispetto al totale MT nel 2015



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Nel complesso, quindi, ne emerge una situazione di generale miglioramento del servizio sia di tipo commerciale (con performance al di sopra degli standard minimi richiesti dall'Autorità) che di tipo qualitativo (come evidenziato dai dati emersi dall'ultima Relazione AEEGSI).

3.5 ALTRE IMPLICAZIONI ECONOMICHE CONSEGUENTI ALLA LIBERALIZZAZIONE

Nel 1999 l'Italia si trovava in condizioni critiche. Infatti, la situazione infrastrutturale nel settore elettrico era non solo al limite del collasso ma "ingessata" dalla difficoltà di realizzare nuove centrali e nuove linee di trasmissione. A questa situazione, come già detto in precedenza, si cercò di porre rimedio attraverso una serie di provvedimenti elencati nei paragrafi precedenti. Tuttavia gli effetti della liberalizzazione non furono immediati come dimostrato dal "famoso" blackout del 2003. Nonostante ciò, l'Italia si ritrova oggi con un parco di generazione completamente rinnovato e tra i più efficienti del mondo, un mercato competitivo e un gestore indipendente della rete di trasmissione, Terna, che investe cinque volte di più rispetto a quando era una costola dell'ENEL. Anche le associazioni dei consumatori hanno acquisito un ruolo maggiormente importante, divenendo così un riferimento affidabile e competente. Inoltre, l'AEEGSI ha valutato che nel settore elettrico del nostro Paese si è ottenuta una riduzione di

oneri stimabile in più di 4,5 miliardi di euro all'anno, rispetto al 1999, in termini di minor consumo di combustibili, di minori emissioni di CO₂ e di efficienze gestionali (Fanelli et al., 2009). Da un punto di vista di import-export, ormai da diversi anni l'Italia non è più importatrice di energia elettrica per necessità ma solo per convenienza (pur rimanendo il maggior importatore di energia elettrica in Europa), ed anzi in particolari periodi di punta è l'Italia che esporta energia verso l'Europa.

3.6 PROBLEMATICHE APERTE E POSSIBILI SOLUZIONI

Nonostante i buoni risultati che la liberalizzazione sta ottenendo nel corso degli anni su più fronti, non mancano vecchie problematiche ancora da risolvere e nuove questioni da affrontare. In questo paragrafo, pertanto, si elencheranno i vari problemi che ancora affliggono il sistema elettrico cercando di proporre per ciascuno possibili soluzioni.

3.6.1 I problemi causati dalle rinnovabili al mercato elettrico

Pur avendo molteplici aspetti positivi, le fonti di energia rinnovabili risultano ad oggi un'“arma a doppio taglio”. Se da una parte ci permettono di conseguire una serie di benefici in ottica di tutela ambientale, dall'altra hanno causato non pochi problemi al tradizionale modello di mercato elettrico. Ciò è dovuto alle caratteristiche intrinseche, fisiche ed economiche della produzione rinnovabile quali scarsa prevedibilità della quantità di energia generata e scarsi (o pressoché assenti) costi variabili nella struttura dei costi dell'impiantistica.

Innanzitutto, per quanto riguarda la prevedibilità della produzione, risulta necessario un livello di risorse disponibile da poter attivare a ridosso del tempo reale al fine di mantenere un certo grado di sicurezza del sistema elettrico. In secondo luogo, da un punto di vista prettamente economico, queste tipologie di fonti presentano una curva di costo caratterizzata da costi variabili nulli e da costi fissi elevati. Inoltre alle fonti rinnovabili è garantita “priorità di dispacciamento” sul mercato ovvero diritto di precedenza a parità di prezzo offerto. L'azione congiunta di questi fattori genera un'offerta aggiuntiva di energia elettrica a prezzi molto contenuti, riducendo di conseguenza i profitti dei generatori convenzionali operanti nelle stesse ore del giorno in cui operano queste tipologie di fonti, costringendoli così a recuperare i propri costi in un numero limitato di ore in cui i prezzi risultano potenzialmente molto elevati (Cervigli e Poletti, 2011). A fronte di ciò, non è ancora stata trovata una soluzione efficace ed univoca. Tuttavia, tra le varie proposte recenti per far fronte a tale situazione, ve ne è una molto

interessante emersa dal Workshop del GME 2010 che riguarda la possibilità di avere una sorta di struttura ibrida. Tale ipotesi vede la coesistenza simultanea di uno stock di capacità realizzata nell'ambito delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili, il cui rischio è trasferito dagli investitori ai consumatori, e di uno stock di capacità di generazione realizzata in assenza di sostegno, il cui rischio resta (in qualche misura) in capo agli investitori.

3.6.2 Una situazione di *overcapacity*

Come già accennato in precedenza al Par. 1.2, l'Italia da sempre, ma in particolar modo nell'ultimo quinquennio, si è confrontata con il problema relativo all'*overcapacity*. Questa situazione di eccessiva produzione è dovuta ad un disequilibrio nel sistema, in quanto gli stabilimenti, non riuscendo a produrre nel modo tecnicamente ed economicamente più efficiente, sono costretti a fronteggiare costi non sufficientemente coperti dai volumi e dai prezzi di mercato. Tale situazione si è accentuata soprattutto nel 2014, come riferisce Del Fante di Terna, l'Italia si è ritrovato con un eccesso di potenza pari a 24,8 GW. Sempre lo stesso Del Fante identifica le due cause che hanno portato a questa situazione: la forte crescita avuta dagli impianti a ciclo combinato a gas ed il boom delle fonti rinnovabili intermittenti. A fronte di questa situazione, alcuni esponenti del settore come ad esempio Aldo Chiarini (CEO Gdf Suez) hanno richiesto una ristrutturazione del sistema energetico nazionale. In quest'ottica di "rinnovamento" possono e devono quindi essere trovate delle adeguate soluzioni ad un problema che da troppi anni sta condizionando il mercato elettrico italiano. Pertanto, una prima soluzione potrebbe essere quella di stimolare una crescita di domanda legata ai nuovi utilizzi e allo stesso tempo cercare di invertire i flussi commerciali (passando da importatori ad esportatori). In aggiunta a ciò, si dovrebbe poi procedere con un'attenta "rottamazione" degli impianti termoelettrici più obsoleti e meno efficienti (Cassoli, 2013). Tuttavia, alla luce anche di quanto visto precedentemente sul prezzo dell'elettricità (vd. Par. 3.4), a prima vista risulta difficile comprendere come questa sovrabbondanza produttiva in presenza di un mercato concorrenziale non abbia portato ad un calo del prezzo come suggerirebbe la teoria economica ma anzi si sia verificato l'opposto con un rialzo generale a livello europeo delle tariffe elettriche. A questa situazione può dare una spiegazione un'analisi del *pricing* in situazione di *overcapacity* effettuata da Mario Sebastiani. L'economista spiega come i settori di pubblica utilità (come quello elettrico per l'appunto) si caratterizzino per lunga durata delle infrastrutture e per l'indivisibilità degli investimenti. Da ciò deriva che il Regolatore deve valutare lo sviluppo della domanda nel lungo periodo in fase di pianificazione e costruzione dell'impiantistica.

Tuttavia, se la domanda non cresce come previsto ma anzi si contrae, unitamente ad altri problemi visti in precedenza (boom fonti rinnovabili, inefficienze produttive ecc...) porta ad una situazione di *overcapacity* e con essa di extra-costi. Di fronte a questi costi in eccesso il Regolatore si trova di fronte ad un bivio, in quanto deve scegliere tra far pagare meno i consumatori oggi (tagliando gli impianti e riducendo i costi) rischiando però di non soddisfare la domanda futura di servizi e viceversa. Tendenzialmente l'Autorità perseguendo il benessere dell'utenza nel lungo periodo opta per le seguenti soluzioni:

- Investimenti (disinvestimenti) il quanto più possibile gradualmente in funzione della domanda;
- Accollare gli extra-costi generati dall'abbondanza produttiva agli utenti tramite regolazione di prezzo;

In base a queste valutazioni risulta ora comprensibile perché nonostante una crescita produttiva i prezzi non solo non siano diminuiti ma abbiano subito anche un rincaro come visto in precedenza.

3.6.3 Congestioni e costi di redispatching

I fenomeni appena descritti relativi alle produzioni intermittenti delle fonti rinnovabili e all'eccesso di capacità influiscono conseguentemente anche sulle reti di trasmissione. In particolare, a livello europeo, questa abbondanza si scontra con i limiti di una rete elettrica europea la quale, per varie vicissitudini, si ritrova "invecchiata" e incapace di connettere i nuovi impianti con i centri di consumo. Tutto ciò si è riflettuto in situazioni di congestione di rete.

Questa problematica, però, si verifica anche all'interno dei nostri confini nazionali dove in alcune zone come tra Sicilia e Calabria la rete risulta tuttora inadeguata. Per far fronte a queste situazioni, una delle soluzioni più gettonate messe in pratica è il c.d. redispatching. Tramite tale processo l'operatore di sistema richiede all'impianto di generazione posto a monte della congestione, di aumentare o ridurre la produzione, effettuando contemporaneamente la richiesta opposta alla centrale collocata invece a valle. Tuttavia, il problema legato a questo sistema sono gli elevati costi (in crescita negli ultimi anni) che affliggono la procedura appena explicata.

In un'ottica di risoluzione definitiva del problema, nel lungo periodo si dovrà provvedere ad un potenziamento della rete, affrontando però ingenti investimenti infrastrutturali (Rossetto, 2017). Questa scelta non richiede solamente investimenti elevati ma anche dei tempi di messa in atto relativamente lunghi, pertanto, nel frattempo, si potrebbe cercare di porre una "pezza"

al problema tramite un riassetto del mercato cercando di coordinare al meglio l'operato dei vari operatori all'interno del mercato.

3.7 DDL SULLA CONCORRENZA

Come già espresso in fase introduttiva, il fulcro centrale di questo elaborato è per l'appunto il Ddl sulla concorrenza e le conseguenze positive e negative ad esso legate. L'obiettivo di questo paragrafo è di analizzare a 360 gradi tutto ciò legato al Disegno di legge in questione, cercando di porre le basi su cui poi effettuare le conclusioni finali. Le maggiori novità apportate in materia energetica riguardano i piccoli impianti fotovoltaici, sistemi di distribuzione chiusi, bioliquidi e per l'appunto il mercato tutelato. L'obiettivo principe del Ddl è quello di rimuovere tutti i possibili ostacoli normativi che possano rallentare l'apertura del mercato elettrico tutelando allo stesso tempo i consumatori. Nello specifico, per tutelare i consumatori e favorirli nella scelta delle migliori offerte in base alle proprie esigenze, cosa che come abbiamo visto precedentemente (vd. Par. 3.4) risulta ancora difficile soprattutto per i consumatori domestici, all'Art.28 si prevede che l'*Authority* debba realizzare un sito web aperto a tutti, in cui vengano riportate in maniera chiara, trasparente ed imparziale le offerte di fornitura elettrica e di gas, con particolare riguardo alle utenze domestiche e industriali BT. Inoltre, per quanto stabilito dall'Art.29, l'Autorità deve impegnarsi non solo alla pubblicazione delle offerte ma deve anche adottare delle linee guide per *“promuovere le offerte commerciali di energia elettrica e gas a favore di gruppi di acquisto, con particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicità delle offerte”* al fine di portare ad una riduzione del costo della bolletta energetica. A tutto ciò, per facilitare e incentivare lo switching (non ancora a livello dei paesi nordeuropei come visto al Par. 3.3), l'Art. 30 rimanda alle Direttive europee 72/73 in cui si stabilisce un tetto massimo di tre settimane per completare il passaggio di fornitore, il quale è anche obbligato a fornire i dati di consumo. Quest'ultimo articolo è fondamentale anche per altre tre questioni. Innanzitutto, in ricezione delle Direttive 72/73, esso impone il rispetto di tempistiche di fatturazione e conguaglio che permettano all'utente di regolare il proprio consumo di energia elettrica. In secondo luogo, viene previsto il potenziamento del Sistema Informativo Integrato, ovvero quel meccanismo che permette il coordinamento tra fornitori e distributori per favorire la gestione delle utenze. Come ultimo aspetto, l'articolo introduce per la prima volta la questione del *brand unbundling*. Con tale termine ci si riferisce a quella pratica commerciale che obbliga a distinguere l'impresa di vendita al dettaglio e quella distributrice attraverso una politica di comunicazione e di marchio (Gazzara, 2016). Lo scopo è quello di

evitare che il consumatore possa confondere la società venditrice con quella distributrice considerandola un'unica cosa e portando così, da una parte un vantaggio competitivo a favore di questi venditori e dall'altra ad un ulteriore ostacolo alla concorrenza. Tramite il *brand unbundling* si vorrebbe così evitare l'“effetto trascinamento” dei clienti vincolati verso i fornitori storici così da mantenere un grado di concentrazione di mercato che possa favorire la competizione. Come visto in precedenza, infatti, ancora oggi soprattutto i clienti domestici nel passaggio al Mercato Libero tendono a rimanere con lo stesso operatore (es. ENEL) portando ad indici di concentrazione molto elevati (vd. Par. 3.2). Per quanto riguarda più specificamente la soppressione del mercato tutelato, invece, esso prevedeva anche la messa all'asta (per aree territoriali) di tutti quei contratti di fornitura relativi ai clienti i quali, al termine del mercato tutelato, non avessero ancora scelto un nuovo fornitore. Questa direttiva fu però aspramente criticata da tutte le forze sindacali del settore elettrico. A tali proteste sono venute poi incontro le Commissioni Finanze e Attività Produttive della Camera disponendo, pur nella continuità del Ddl, la cancellazione di tali disposizioni. Nonostante lo scopo principale del Ddl sia quello di migliorare le condizioni dei consumatori (tramite appunto lo stimolo di una maggior concorrenza nel mercato) e di tutelarli maggiormente, le associazioni poste a tutela dei loro interessi, tramite i propri rappresentanti, hanno espresso il loro dissenso riguardo la fine del mercato tutelato. Infatti, come dichiarato da Walter Meazza (Presidente Adiconsum), il problema non è lo slittamento del Ddl ma proprio lo stop del mercato tutelato in sé, in quanto *“il mercato libero che si prospetta agli utenti di luce e gas è un mercato anti-concorrenziale, dove è difficile comparare le tariffe tra loro e quindi permettere ai consumatori di operare la scelta più adatta e più conveniente per le proprie tasche”*. Sulla stessa lunghezza d'onda si sono espressi anche i sindacati. Infatti, in un comunicato congiunto, le tre forze sindacali FILCTEM, FLAEI e UILTEC si sono dette contrarie non solo al venir meno del mercato tutelato ma anche alle modalità di transizione al mercato libero e al ridimensionamento di un ente, l'Acquirente Unico il quale è riuscito a garantire negli anni un buon grado di tutela del consumatore. Nonostante ciò, alla luce di quanto visto finora e dall'analisi punto per punto del Ddl in ambito energetico fatta in questo paragrafo, queste preoccupazioni sembrano alquanto ingiustificate. Infatti, nonostante quanto affermato da W. Meazza, come visto negli art. 29-30, è posta grande attenzione all'aspetto informativo e alla tutela del consumatore, in quanto esso, considerato ancora poco “maturo” per poter essere consapevole di come muoversi sul Mercato Libero, viene guidato e aiutato in tutte le fasi (sia nel momento di “ricerca della migliore offerta” sia post-stipula attraverso l'obbligo informativo dei consumi). Risulta alquanto incomprensibile anche la preoccupazione di un Mercato Libero “anti-concorrenziale”. Difatti, come riportato dai dati visti al Par. 3.2, il Mercato Libero attualmente presenta indici HHI più che buoni ad eccezione

del segmento domestico dove la concorrenza ancora fatica ad emergere a causa dell'effetto di trascinamento che ha favorito ENEL. Tuttavia, a questa situazione causata dalla precedente Nazionalizzazione, il Ddl risponde attraverso manovre come *brand unbundling* e SSI potenziato che permettono di limitare l'influenza dell'ex monopolista sulle offerte scelte dagli utenti in fase di passaggio al Mercato Libero (in questo caso obbligato). Non vi sono però solamente pareri negativi verso il Ddl. Durante un convegno tenutosi nel 2015, Alberto Biancardi, componente di AEEGSI, alla domanda relativa alla completa di liberalizzazione di mercato, si disse "non così negativo" riguardo le liberalizzazioni. Infatti, per Biancardi, la liberalizzazione della fase di vendita potrebbe portare benefici come già avvenuto nella fase di generazione, tuttavia l'importante è che essa non funga da ostacolo per la ripresa dei consumi. Infine vi è anche chi come Davide Tabarelli (Pres. Nomisma) non solo vede nella completa liberalizzazione un passaggio obbligato per il futuro, ma considera il rinvio una sorta di "autogol" in quanto *"il mercato libero deve funzionare per portare benefici ai consumatori"* e più tardi questo avverrà più in là si vedranno i suoi benefici.

A prescindere dai vari pareri, occorre comunque effettuare un'analisi rischi-benefici più approfondita ed estranea dai punti di vista personali appena espressi. Innanzitutto il rischio (e la paura) principale è quello di vedere un aumento dei prezzi tariffari come chiarito in fase introduttiva. Le argomentazioni alla base di questo timore sono essenzialmente due: innanzitutto i prezzi medi ad oggi più elevati nel Mercato Libero rispetto al Servizio di Maggior Tutela come illustrato al Par. 3.4 e, in secondo luogo, la possibilità che i distributori possano sfruttare a loro vantaggio il fatto che i consumatori siano "obbligati" a lasciare la tutela. Tuttavia, questi aspetti possono però essere confutati e spiegati. Innanzitutto è difficile giustificare tramite i soli dati dell'ultimo periodo la convenienza o meno di un piano tariffario rispetto ad un altro. Infatti, solitamente se il mercato tende ad un generale rincaro, allora i prezzi fissi del mercato libero possono rivelarsi più convenienti rispetto invece a quelli aggiornati dall'*Authority* (Giliberto, 2017). Nonostante ciò, negli ultimi anni i prezzi del Mercato Libero si sono rivelati più alti dei prezzi tutelati per le motivazioni evidenziate nel Par. 3.3, dove una poca maturità del consumatore legata ad una serie di altri fattori hanno mantenuto un livello di prezzo più alto nel Mercato Libero. Tuttavia, come espresso in questo paragrafo, il Ddl sembra presentare i giusti ingredienti per risolvere queste problematiche promuovendo la competizione e riducendo così le tariffe. Inoltre, va ricordato come i consumatori possano "manovrare" a loro favore il piano tariffario tramite la personalizzazione dell'offerta resa possibili dagli operatori del Mercato Libero. Per quanto riguarda l'idea di possibili comportamenti "poco corretti" da parte dei fornitori, invece, si può prendere come riferimento l'esempio dato dal mercato della

telefonia mobile. Infatti è abbastanza chiaro che nel primo periodo successivo all'entrata in vigore del Ddl, sapendo che i clienti arriveranno a prescindere da una possibile riduzione delle tariffe, gli operatori già presenti non faranno nulla per abbassare i prezzi. Successivamente, però, partirà la vera e propria competizione, la quale crescerà a mano a mano che cresceranno i servizi aggiuntivi (Pagni, 2017). Infine, vi è il timore che anche in Italia si possa verificare una situazione simile a quella britannica. Come già scritto in precedenza (vd. Par. 1.5), la Gran Bretagna è stata il "pioniere" delle liberalizzazioni in materia energetica in Europa divenendo poi l'esempio per tutti gli altri paesi europei. Nell'ultimo periodo, però, i risultati Oltremontani in ambito energetico non sono stati dei migliori. Secondo una ricerca del 2015, infatti, il 98% del mercato elettrico britannico è posseduto dalle cosiddette "*Big Six*", ovvero le principali sei compagnie all'interno del mercato. Queste sei società, non solo hanno incrementato i profitti del 410% nel quadriennio 2008-2012, ma sono anche state indagate per *price fixing* (Colantoni, 2015). Inoltre, a causa della volatilità dei prezzi e ad un maggior rischio di mercato, gli investimenti stanziati per il rinnovamento delle centrali sono stati drasticamente tagliati portando ad un invecchiamento del parco produttivo. A farne le spese di questa situazione sono stati inevitabilmente i consumatori, i quali si sono trovati dei prezzi gonfiati anche del 75% per le famiglie. In questo scenario a poco sono serviti gli interventi regolatori per semplificare le tariffe e stimolare la concorrenza: il 34% dei consumatori non ha mai neanche pensato di cambiare fornitore e il 70% continua ad affidarsi alla "tariffa variabile standard" nonostante esistano offerte migliori (Veronelli, 2017). Infatti i consumatori, nonostante i rincari, non sono portati a cambiare fornitore per due ragioni essenzialmente: la difficoltà e la "pigrità" nel valutare altre proposte e la paura suscitata da bollette di difficile comprensione. Pertanto, al fine di migliorare questa situazione non proprio delle migliori, l'Antitrust inglese si è sentito di proporre l'introduzione del *price cap*, ovvero quel sistema basato su una soglia massima di prezzo tariffario raggiungibile. A questo punto risulta lecito chiedersi se tali problemi potrebbero verificarsi in un futuro prossimo anche in Italia e se la soppressione del mercato tutelato implichi inevitabilmente problemi e "fallimenti" di mercato in stile "*british*". Con la risoluzione di questi dubbi si aprirà poi il capitolo successivo relativo alle conclusioni di questo elaborato. Per quanto riguarda gli eventuali benefici attesi, come già detto in precedenza, l'obiettivo è quello di innescare una maggiore concorrenza all'interno del mercato portando così maggiori vantaggi e condizioni migliori ai consumatori. Infatti, si ritiene che in un mercato elettrico completamente liberato vi saranno offerte più interessanti rispetto alle attuali proposte, con gli operatori che cercheranno di proporre servizi aggiuntivi per "accaparrarsi" più clienti possibili (Serafini, 2017).

CONCLUSIONI E PROSPETTIVE FUTURE

Obiettivo di questo elaborato è stato quello di analizzare quella che è stata l'evoluzione del settore elettrico, evidenziando le varie tappe che hanno segnato il suo percorso, dalla nazionalizzazione alla liberalizzazione (parziale ed eventualmente totale) con uno sguardo al futuro, valutando pregi, difetti, risultati e problemi ancora irrisolti di un sistema elettrico che risulta, ad oggi, imprescindibile per lo sviluppo economico di un paese moderno. Nel complesso, si è visto come il mercato elettrico sia oggi più che mai circondato da una nube di incertezza. Infatti, se da una parte vi sono i continui slittamenti per la soppressione del mercato tutelato, dall'altra vi è un'opinione pubblica e politica divisa, la quale, probabilmente, né da una parte né dall'altra, conosce del tutto quali siano le possibili conseguenze di un cambiamento così importante. In base al percorso seguito in questo elaborato, osservando i risultati raggiunti in termini di sicurezza di sistema, di (buona) competitività di mercato e di tariffazioni, risulta complessivamente positivo quanto fatto finora seppur con alcuni aspetti da migliorare (vd. Es. HHI segmento domestico) e qualche nuovo problema sorto nel corso degli anni. Da questo punto di partenza si potrebbe poi cercare di migliorare ulteriormente attraverso una completa liberalizzazione di mercato. Tuttavia la delicatezza della questione e l'importanza del settore richiedono cautela sia nelle valutazioni che nelle scelte, in quanto il rischio di "italianizzare" le problematiche emerse in Gran Bretagna è vivo e concreto. A riguardo, proprio l'Inghilterra "madre" delle liberalizzazioni energetiche dovrebbe essere ancora presa come riferimento, questa volta, però, per cercare di evitare gli errori che hanno portato il mercato elettrico britannico in una situazione ben poco felice. Per fare ciò, sarà necessario potenziare quanto più possibile il sistema informativo integrato dell'Acquirente Unico e dell'AEEGSI permettendo così di minimizzare i problemi di contenzioso e di informazione e, allo stesso tempo, di garantire che il trasferimento avvenga in condizioni di massima certezza per tutti. Inoltre, il passaggio dovrà essere effettuato in maniera graduale e intelligente, cercando anche una soluzione a questioni importanti, ma ancora irrisolte, come nel caso dei clienti che si rifiuteranno di scegliere. In aggiunta, per ottimizzare l'apertura del mercato, come già previsto dal Ddl Guidi, dovrà essere fatto un lavoro anche a livello del consumatore, in quanto una sua scarsa consapevolezza ma anche una sua possibile "pigrizia" potrebbero portare ad un fallimento di mercato e ad un peggioramento della situazione rispetto a quella attuale. Quindi, ricapitolando quanto visto finora, si può affermare che vi sono tutte le basi per poter avere un mercato completamente libero ed efficiente, ma per arrivare a ciò sono necessari non solo tempo e qualche sacrificio iniziale (come i possibili rincari nel brevissimo periodo) ma anche

convinzione e cognizione di causa per lo sviluppo di un progetto che potrebbe portare l'Italia ad essere presa, in caso di successo, (per una volta) come modello dagli altri Paesi per rendere *“l'elettricità così economica che solo i ricchi si potranno permettere il lusso di utilizzare le candele”* (T. Edison)³.

³ Numero di parole: 14961

BIBLIOGRAFIA

- BERGAMI M., CELLI P. L., SODA G., 2012. *National Monopoly to Successful Multinational: the case of Enel*. Basingstoke: Palgrave, Macmillan.
- GRIPPO E., MANCA F., 2008. *Manuale breve di diritto dell'Energia*. (s.l.): CEDAM.
- MORCALDO G., 2007. *Intervento pubblico e crescita economica: un equilibrio da ricostruire*. 1° ed. Milano: Franco Angeli.
- CARDINALE A., VERDELLI A., 2008. *Energia per l'industria in Italia: la variabile energetica dal miracolo*. 1° ed. Milano: Franco Angeli.
- GIURICKOVIC E., 2015. *La liberalizzazione del mercato elettrico in Italia: risultati e prospettive*. Tesi, LUISS Guido Carli, dipartimento di Impresa e Management.
- POZZO B., 2009. *Le politiche energetiche comunitarie: un'analisi degli incentivi allo sviluppo delle fonti*. (s.l.): Giuffrè editore.
- AMMETTO A., 2012. *Il Mercato dell'energia elettrica*. Milano: McGraw Hill.
- LO BIANCO N., CAPE' C., SAMPECK F., 2012. *La guida del Sole 24 ore al management dell'energia*. Milano: Il Sole 24 Ore.
- AUSUBEL L., CRAMTON P., 1998. *Demand reduction and inefficiency in multi-unit auctions* [online]. Disponibile su: <ftp://www.cramton.umd.edu/papers1995-1999/98wp-demand-reduction.pdf> [Ultimo accesso: 26/07/2017]
- BORTONI G., 2017. *L'evoluzione del settore dell'energia: dalla 'nazionalizzazione' alla 'liberalizzazione'* [online]. Disponibile su: <http://ilmerito.org/8-nel-merito/288-l-evoluzione-del-settore-dell-energia-dalla-nazionalizzazione-alla-liberalizzazione> [Ultimo accesso 7/08/2017]
- MASTROPIERI G., 2010. *Potere di mercato, dominanza e interazione strategica tra gli operatori elettrici: collusione tacita nel mercato elettrico*. Tesi di dottorato, Università degli Studi di Padova, dipartimento di Innovazione meccanica e gestionale.
- MOLINARI G., 2001. *La nuova disciplina del settore elettrico ed il quadro normativo di riferimento* [online]. Disponibile su: <https://www.diritto.it/articoli/amministrativo/molinari.html> [Ultimo accesso 30/07/2017]

CERVIGNI G., D'ANTONI M., 2009. *Monopolio naturale, concorrenza, regolamentazione* [online]. Disponibile su: <http://economia.unipv.it/cavaliere/selezione-CERVIGNI-D%27ANTONI2009.pdf> [Ultimo accesso 26/07/2017]

NOTARGIOVANNI A., DEGRASSI G., SANNA R., 2006. *Governare la Riforma. Imprese, sindacato e regole nel mercato dell'energia* [online]. Disponibile su: <https://www.google.it/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKEwjT0OCr zNTVAhWEnRoKHf6zCfIQFggsMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.ilsole24ore.com%2Fart%2FSoleOnLine4%2FNorme%2520e%2520Tributi%2F2006%2F09%2FRapporto%2520Energia.doc%3Fcmd%253Dart&usg=AFQjCNEeV7dyWHoBqOg-IboWnt4ESE94Hw> [Ultimo accesso 2/08/2017]

NOMISMA ENERGIA, 2013. *I vantaggi del mercato libero dell'elettricità e del gas* [online]. Disponibile su: http://www.ilsole24ore.com/pdf2010/SoleOnLine5/Oggetti_Correlati/Documenti/Notizie/2013/07/studio-Nomisma-Energia.pdf [Ultimo accesso: 10/08/2017]

MARTELLINI M., 2007. *Dal monopolio alla concorrenza. La liberalizzazione incompiuta di alcuni settori*. Milano: Franco Angeli

MARZI G., 2013. *Luci ed ombre: concorrenza e regolazione nel settore elettrico. Gli orientamenti europei e nazionali*, Working Papers [online]. Disponibile su: https://boa.unimib.it/retrieve/handle/10281/22996/29455/Luci_ombre_concorrenza_regolazione_nel_settore_pubblico.pdf [Ultimo accesso: 2/08/2017]

TRUPIA G., 2012. *Il mercato dell'energia elettrica in Italia* [online]. Disponibile su: <http://docplayer.it/936133-II-mercato-dell-energia-elettrica-in-italia.html> [Ultimo accesso 12/08/2017]

FILCTEC, FLAEI, UILTEC, 2017. *Comunicato Ddl concorrenza* [online]. Disponibile su: http://www.filctemgil.it/images/stories/flexicontent/news/elettrico/170623_COMUNICATO_UNITARIO_SUL_DDL_CONCORRENZA.pdf [Ultimo accesso: 25/07/2017]

ANON., 2009. *Vademecum della Borsa Elettrica* [online]. Disponibile su: <https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20091028VademecumBorsaElettrica.pdf> [Ultimo accesso 5/08/2017]

- AEEGSI, 2016. *Monitoraggio retail 2014-2015* [online]. Disponibile su:
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/168-17.pdf> [Ultimo accesso 4/08/2017]
- FANELLI T., ORTIS T., SAGLIA S., TESTA F., 2009. *Idee per lo sviluppo sostenibile: La riforma del Mercato Elettrico* [online]. Disponibile su: <http://docplayer.it/4679535-La-riforma-del-mercato-elettrico.html> [Ultimo accesso: 10/08/2017]
- RELAZIONE ANNUALE – AUTORITA’ ENERGIA 1999. *Stato dei servizi: il settore elettrico* [online]. Disponibile su: http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/99/cap2.pdf [Ultimo accesso: 5/08/2017]
- RELAZIONE ANNUALE – AUTORITA’ ENERGIA 2007. *Tutela dei consumatori ed efficienza degli usi finali* [online]. Disponibile su:
http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/07/2_4.pdf [Ultimo accesso: 5/08/2017]
- RELAZIONE ANNUALE – AUTORITA’ ENERGIA 2008, “*Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico*”. Disponibile su:
http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/08/2008_1_2.pdf [Ultimo accesso: 7/08/2017]
- RELAZIONE ANNUALE – AUTORITA’ ENERGIA 2017, *Volume 2*. Disponibile su:
http://www.autorita.energia.it/allegati/relaz_ann/17/RAVolumeII_2017.pdf [Ultimo accesso: 2/08/2017]
- CAZZANIGA P., 2010. *Il mercato elettrico dopo la liberalizzazione per i clienti domestici* [online]. Disponibile su: <http://www.consumatoridirittimercato.it/wp-content/uploads/2012/07/2010-02-Il-mercato-elettrico-dopo-la-liberalizzazione-per-i-clienti-domestici-consumatori-diritti-e-mercato-14-n533670.pdf> [Ultimo accesso 3/08/2017]
- CANAZZA V., 2014. *Il mercato elettrico italiano: stato dell’arte e prospettive* [online]. Disponibile su: <https://www.scribd.com/document/264341286/Il-mercato-elettrico-italiano-stato-dell-arte-e-prospettive> [Ultimo accesso: 2/07/2017]
- BENEDETTI S., 2016. *Mercati elettrici europei: più unbundling, più concorrenza* [online]. Disponibile su: <https://simonabenedettini.com/2016/01/24/mercati-elettrici-europei-piu-unbundling-piu-concorrenza/> [Ultimo accesso 3/08/2017]
- DICORATO M., *Il mercato dell’energia elettrica in Italia* [online]. Disponibile su:
<http://docplayer.it/3854376-Il-mercato-dell-energia-elettrica-in-italia.html> [Ultimo accesso 2/08/2017]

ANON., 2015. *La filiera dell'energia elettrica* [online]. Disponibile su: <http://luce-gas.it/faq/filiera-elettrica> [Ultimo accesso 25/07/2017]

SEBASTIANI M., 2016. *Lezioni di economia della regolazione dei mercati* [online].
Disponibile su:
https://www.google.it/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiyyJ6WuN7VAhWDXhoKHZsBAB8QFggnMAA&url=http%3A%2F%2Feconomia.uniroma2.it%2Fcd1%2Fbiennio%2Fclem%2Fcorso%2Fasset%2FYTo0OntzOjI6lmlkJtjOjM6IjzkMiI7czozOiJpZGEiO3M6NToiMTU3MTliO3M6MjoiZW0iO047czozOiJjIjtOjU6ImNmY2QyIjt9&usg=AFQjCNHc28rbDSUrRsZ_tvZI43wWsSdP5A [Ultimo accesso 4/08/2017]

ROSSETTO N., 2017. *Il redispacciamento: quando il mercato si scontra con i limiti della rete*. Disponibile su:
<http://rienergia.staffettaonline.com/articolo/32774/II+redispacciamento:+quando+il+mercato+si+scontra+con+i+limiti+della+rete/Rossetto> [Ultimo accesso: 21/07/2017]

GILIBERTO J., 2017. *Luce e gas, la liberalizzazione rinviata per paura del mercato*. Il Sole 24 Ore [online]. Disponibile su: <http://www.ilsole24ore.com/art/impresa-e-territori/2017-04-05/luce-e-gas-liberalizzazione-rinviata-paura-mercato-153444.shtml?uuid=AEacU1z> [Ultimo accesso 1/08/2017]

BARTOLONI M., 2017. *Energia, proroga per il mercato tutelato*. Il Sole 24 Ore [online].
Disponibile su: <http://www.ilsole24ore.com/art/mondo/2017-04-06/energia-proroga-il-mercato-tutelato-063801.shtml?uuid=AE9rKR0> [Ultimo accesso 7/07/2017]

PAGNI L., 2017. *Bollette, uno stop al mercato libero di energia e gas*. La Repubblica [online].
Disponibile su:
http://www.repubblica.it/economia/2017/04/05/news/bollette_uno_stop_al_mercato_libero_di_energia_e_gas-162247663/ [Ultimo accesso: 29/07/2017]

NICASTRI V., 2012. *Il processo di liberalizzazione dell'energia in Europa e le Direttive sul mercato dell'energia* [online]. Disponibile su: http://www.ingegno-web.it/Articolo/51/Il_processo_di_liberalizzazione_dell_energia_in_Europa_e_le_Direttive_sul_mercato_dell_energia.html [Ultimo accesso 3/08/2017]

JANNUZZI R., 2006. *Storia di ENEL dal 1962 ai nostri giorni*. Radio Radicale [online].
Disponibile su: <http://www.radioradicale.it/storia-di-enel-dal-1962-ai-nostri-giorni> [Ultimo
accesso: 28/07/2017]

VERONELLI E., 2015. *Bollette*, in *Inghilterra liberalizzazione non funziona*. “*Servono tetti a prezzi*”. Il Fatto Quotidiano [online]. Disponibile su:

<http://www.ilfattoquotidiano.it/2015/07/17/bollette-in-inghilterra-liberalizzazione-non-funzionano-tetti-a-prezzi/1876814/> [Ultimo accesso 30/07/2017]

COLANTONI L., 2014. *Energia, Regno Unito a rischio black out. Gli errori che l'Italia deve evitare*. Espresso [online]. Disponibile su:

<http://espresso.repubblica.it/plus/articoli/2014/11/13/news/energia-regno-unito-a-rischio-black-out-gli-errori-che-l-italia-deve-evitare-1.188010> [Ultimo accesso 30/07/2017]

SERAFINI L., 2017. *Bollette luce e gas, slitta a luglio 2019 la fine delle tariffe «tutelate». Rischi e vantaggi per i consumatori*. Il Sole 24 Ore [online]. Disponibile su:

<http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2017-04-05/energia-fine-tariffe-tutelate-slitta-2019-rischi-e-vantaggi-i-consumatori-125201.shtml?uuid=AEvMSqz> [Ultimo accesso: 5/08/2017]

ANON., 2014. *Elettricità: Chiarini (Gdf Suez), problema overcapacity nel settore*. Libero [online]. Disponibile su: <http://www.liberoquotidiano.it/news/economia/11565156/elettricit%C3%A0-chiarini-gdf-suez-problema-overcapacity-nel-settore.html> [Ultimo accesso: 10/08/2017]

RENDINA F., 2013. *Bollette pazze? Vantaggi e trappole dai contratti "alternativi" di luce e gas*. Il Sole 24 Ore [online]. Disponibile su: <http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2013-06-20/vantaggi-trappole-contratti-alternativi-082520.shtml?uuid=AbOJ6d6H> [Ultimo accesso: 2/08/2017]

FORTE F., 2013. *Mercato elettrico e strategie di trading* [online]. Disponibile su: www.curaenergy.it [Ultimo accesso 31/6/2017]

FIORINO E., 2017. *Storia dell'incompleta liberalizzazione del mercato elettrico italiano* [online]. Disponibile su: <http://formiche.net/blog/2017/04/29/storia-dellincompleta-liberalizzazione-del-mercato-elettrico-italiano/> [Ultimo accesso 5/07/2017]

ANON., 2014. *Del Fante (Terna): l'Italia è in una situazione di pesante overcapacity*. E-gazette.it [online]. Disponibile su: <http://www.e-gazette.it/sezione/elettricit%C3%A0/fante-terna-italia-situazione-pesante-overcapacity> [Ultimo accesso: 10/08/2017]

ANON., 2003. *Il blackout del 2003*. Il Post [online]. Disponibile su: <http://www.ilpost.it/2013/09/28/il-blackout-del-2003-notte-bianca-roma/> [Ultimo accesso: 2/07/2017]